

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA
INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL:
ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE
UN PARQUE EÓLICO DE 34 MW
EN PUEBLA DE ALMENARA

Autor: Rafael Lecuona Peyrón

Tutor: Pablo Ledesma Larrea

Leganés, Octubre de 2014



Instalación eléctrica de un parque eólico de 34 MW en Puebla de Almenara



Agradecimientos

A mi familia por toda la ayuda recibida

A mis amigos por no hacer demasiada leña del árbol caído



INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE UN PARQUE EÓLICO DE 34 MW EN PUEBLA DE ALMENARA

MEMORIA



Resumen

Este Proyecto Fin de Carrera tiene como tema principal objetivo el diseño de la infraestructura eléctrica necesaria para la conexión a la red de un parque eólico de 34 MW, incluyendo la distribución interna del parque y la subestación que se encargará de elevar y adecuar la tensión a la Red de Distribución de la compañía Iberdrola en la zona.

Este proyecto final de carrera es un proyecto real realizado en mi trabajo para una importante promotora de energías renovables española entre los años 2008 y 2009, incluyendo no solo la fase de diseño para conseguir los permisos administrativos sino que también la construcción y puesta en marcha de la instalación. El proyecto administrativo ha sido adaptado a las necesidades de un proyecto final de carrera.

Para ayudar a automatizar cálculos se desarrollan una serie de herramientas informáticas donde priman las hojas de cálculo pero también se incluyen un programa en [octave/Matlab](#). Estos programas se realizan con herramientas estándar en la industria y usando formatos abiertos siempre que sea posible para asegurar la compatibilidad.

Las partes que componen este proyecto con la memoria, los cálculos justificativos y sus anexos (hojas de cálculo, etc.) y los planos tanto generales como de detalle suficientes como para explicar la instalación.

La Memoria del proyecto recoge la necesidad de la empresa de realizar este proyecto, una breve descripción de la red de distribución interna del parque, el emplazamiento de la subestación, su topología, la obra civil necesaria para su construcción, las principales características de la apartamentación y el sistema de comunicaciones del parque. La línea eléctrica de alta tensión fue un proyecto aparte.

Los Cálculos Justificativos, mostrarán los cálculos necesarios para la elección de los materiales y la ejecución de la subestación. Se realizan los cálculos de cortocircuitos haciendo una modelización de la red a través del método de cálculo de la impedancias. Las corrientes de cortocircuito obtenidas permitirán calcular la malla de tierra de la subestación. También se calculan las distancias de seguridad que deberán respetarse para la protección de las personas al tener elementos en tensión, así como las protecciones a instalar en la subestación.

El capítulo de Presupuesto, contiene una aproximación a los principales costes de la ejecución, de la media tensión y las comunicaciones, así como los trabajos de obra civil y edificio de subestación, obra eléctrica y equipos y puesta en marcha.

Las conclusiones servirán para ver si se ha podido diseñar la instalación siguiendo criterios técnicos admisibles y si han aportado conocimiento al personal y a la organización.



Índice de la memoria

1.- INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	8
1.1.- INTRODUCCIÓN.....	8
1.2.- OBJETIVOS.....	9
1.3.- ANTECEDENTES DEL PROYECTO.....	10
2.- INTERCONEXIÓN DE AEROGENERADORES.....	14
2.1.- CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	14
2.2.- RED DE MEDIA TENSIÓN.....	17
2.3.- CELDA DE MEDIA TENSIÓN.....	23
3.- SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 66/30 kV.....	24
3.1.- ALCANCE DEL PROYECTO.....	24
3.2.- EMPLAZAMIENTO.....	25
3.3.- ESQUEMA UNIFILAR.....	26
3.4.- CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	27
3.5.- ESTRUCTURA METÁLICA.....	29
3.6.- EMBARRADOS.....	30
3.7.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	31
3.8.- INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE 66 kV.....	33
3.9.- SECCIONADORES.....	33
3.10.- TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD 66 kV.....	34
3.11.- TRANSFORMADORES DE TENSIÓN 66 kV.....	34
3.12.- PARARRAYOS.....	35
3.13.- REACTANCIA DE PUESTA A TIERRA.....	35
3.14.- CELDAS DE MEDIA TENSIÓN (30 kV).....	36
3.15.- SERVICIOS AUXILIARES.....	38
3.16.- CUADROS DE CONTROL Y ARMARIOS DE PROTECCIONES.....	39
3.17.- MEDIDA.....	41
3.18.- TELECONTROL Y COMUNICACIONES.....	42
3.19.- ALUMBRADO.....	42
3.20.- SISTEMAS COMPLEMENTARIOS EN EL EDIFICIO.....	43
3.21.- INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA.....	43



3.22.- OBRA CIVIL.....	44
4.- SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS.....	46
4.1.- OBJETO.....	46
4.2.- INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIONES.....	46
4.3.- INFRAESTRUCTURA DE RED EN LAS TURBINAS.....	47
4.4.- INFRAESTRUCTURA DE RED EN LA SUBESTACIÓN.....	54
4.5.- SISTEMA METEOROLÓGICO.....	58
4.6.- SOFTWARE Y EQUIPOS DE MONITORIZACIÓN.....	58
5.- CONCLUSIONES Y POSIBLES MEJORAS.....	65
6.- BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.....	66



1.- INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1.- INTRODUCCIÓN

Cuando terminé las asignaturas de la carrera tuve la oportunidad de entrar a trabajar en una importante empresa española del sector energético. La actividad a la que se dedicaban en aquel momento era la promoción, construcción y explotación de instalaciones generadoras de energía eléctrica renovable. La empresa venía de un origen muy diferente y, a través de varias adquisiciones de empresas más pequeñas, estaba organizando una importante cartera a nivel nacional

Esa cartera de proyectos eran en su mayoría parques eólicos, teniendo una pequeña parte de proyectos fotovoltaicos y algunos de biomasa.

La unión interna entre las diferentes empresas absorbidas no se había ejecutado todavía y entré en el departamento de construcción eólica. Al no haberse formalizado todavía la integración de todo el grupo cada sede trabajaba por su cuenta y contaba con una cartera independiente y formas de trabajar muy diferentes. En mi caso, tras pasar unos meses como becario aprendiendo en qué consistía el negocio y viajando a ver varios parques en construcción, mi superior inmediato decidió que me contrataría y me encargaría ser el responsable para sacar un proyecto eólico adelante donde había estado yendo a realizar inspecciones de reconocimiento.

Normalmente el departamento de oficina técnica se encargaría de diseñar todo el proyecto y el departamento de construcción (yo) debería encargarme de la contratación de las diferentes secciones que formaban el parque eólico y supervisar su construcción. La “mala suerte” quiso que por un problema de permisos medioambientales tuviéramos que cambiar el trazado de la línea eléctrica de evacuación y volver a tramitar el parque. Viendo que la fecha de inicio de obras se iba a retrasar cerca de un año, que había que rehacer mucha parte de proyecto y no tenía yo otros parques donde ir a trabajar, se decidió que me encargaría de gestionar todo el proceso desde el principio: revisión del proyecto, desarrollo, ofertas, contrataciones, contratos y ejecución.

Así que a finales de 2008 y principios de 2009 me encargué de sacar adelante el proyecto de este parque eólico. Como tal no sólo incluía la instalación eléctrica del mismo sino también la obra civil y el transporte, instalación y montaje de los aerogeneradores. La parte donde trabajé a nivel personal es la parte eléctrica, esta que nos incumbe. Este proyecto ha sido diseñado y ejecutado durante los años 2008 y 2009, por lo que algunas de las premisas usadas han quedado desfasadas por los cambios legislativos ocurridos con los sistemas de generación eléctrica en España

Realizar este proyecto dentro de una empresa me permitió acceder a información sobre equipos que no hubiera podido cuando estaba estudiando, seguramente porque no sabía ni por donde empezar a buscarla. Me permitió contar con un buen jefe que me supo guiar en todo momento y buenos compañeros con los que resolver todos los problemas que iban saliendo y de los que aprendí mucho.

Un proyecto administrativo, y más en plena fiebre de instalación de parques eólicos, es muy explicativo pero no sirve como proyecto final de carrera. Este proyecto está adaptado para explicar mucho mejor los procesos técnicos envueltos en la toma de decisiones y está apoyado por unos programas creados para automatizar los cálculos y explicarlos paso a paso. Realizar estas hojas de cálculo y programas batch para computación numérica me permitió aprender a usarlos mucho más, siendo muy importantes en mis labores dentro de la empresa. Puedo decir que de esta manera aprendí a usar el software y a realizar estos cálculos, a ponerlos a punto y justificarlos ante mis superiores.



Los parques eólicos se parecen mucho entre sí pero cada uno es un mundo. La red de media tensión y el sistema de comunicaciones varían en función de la orografía del terreno y las distancias entre los aerogeneradores y la subestación y el modelo de aerogenerador. Las subestaciones en cambio son más homogéneas y varían más por tamaño y topología que por prestaciones, siendo especiales las que comparten varios propietarios y parques (no es el caso). Las herramientas para el cálculo de elementos de la subestación se podrán reusar en el futuro con mucha facilidad. En cambio, la red de media tensión es mucho más especial puesto que este parque en particular tiene una orografía muy complicada y unas condiciones previas medioambientales y arqueológicas que pueden dificultar mucho la obra. Las herramientas creadas para esta media tensión son menos reusables sin grandes modificaciones.

1.2.- OBJETIVOS

El objetivo primario es conseguir un proyecto completo donde queden registrados todos los elementos necesarios para la evacuación de la energía eléctrica producida, justificar las razones por las que han sido escogidos y tener un presupuesto de ejecución material con el que poder proceder a la ejecución del mismo.

En este proyecto no se tratarán los aerogeneradores a instalar. El estudio del emplazamiento (*micrositting*), el análisis operativo y su idoneidad quedan fuera de este alcance (análisis de la curva de potencia). Tampoco incluyo la línea eléctrica de evacuación de 29,333 km hasta el punto de conexión.

Para poder escoger adecuadamente estos elementos se realizan los cálculos necesarios para su dimensionamiento y cumplir con las normativas de seguridad y buenas prácticas de diseño que se le presuponen a un ingeniero. Los pasos necesarios son:

- Diseñar la “red de media tensión” del parque eólico.
- Diseñar el sistema de comunicaciones del parque eólico (SCADA de parque).
- Diseñar la subestación transformadora encargada de elevar y conectar con la red eléctrica nacional.

Para tal fin se crean una serie de herramientas nuevas que me ayudarán en los cálculos de este proyecto y que podrán servir en el futuro para cálculos similares y ahorrar tiempo al ingeniero proyectista puesto que, este tipo de instalaciones, siendo únicos, tienen unos fundamentos comunes a todas. Se realizarán ciertos supuestos en los que basar los cálculos y se llegarán a unas conclusiones con las que diseñar el parque eólico, tanto técnicas como económicas.

Por otro lado, a nivel personal soy partidario de usar estándares industriales, hecho compartido con la dirección IT de LA EMPRESA, y, si pueden ser abiertos, mejor, para que la empresa no esté atrapada en el uso de un sólo proveedor de soluciones informáticas y se pueda adaptar en el futuro a otras plataformas. Para cumplir con esa condición autoimpuesta se han usado programas de código libre (Open Source) siempre que ha sido posible. En caso de no poder ser así se han buscado las herramientas más adecuadas de las disponibles en el mercado.

1.3.- ANTECEDENTES DEL PROYECTO

LA EMPRESA pretende la explotación comercial del Parque Eólico **Puebla de Almenara** como sistema productor de energía eléctrica, consiguiendo el aprovechamiento de la energía eólica, ahorrando así otras fuentes energéticas no renovables y fomentándose a la vez la incorporación de técnicas energéticas avanzadas.

El recurso eólico calculado usando el aerogenerador de Gamesa G-87 en las posiciones definidas es de 3.050 horas equivalentes (el equivalente a generar a potencia nominal con todos los aerogeneradores del parque durante 3.050 horas durante el año), dando un factor de capacidad del 34,8%, un valor bastante elevado teniendo en cuenta la capacidad ya instalada en España, donde las localizaciones más energéticas ya está ocupadas con aerogeneradores más antiguos.

El “Informe anual 2009 del sistema eléctrico Español” de REE, recoge que durante 2009 se ha producido un fuerte descenso del consumo eléctrico haciendo que la demanda se sitúe en valores cercanos a 2005. En el primer semestre de 2010 esa demanda se estaba recuperando. Este retroceso de la demanda de 4,5% es similar al sufrido por el conjunto de la Unión Europea del 4,7%.

■ Evolución anual del PIB y la demanda de energía eléctrica peninsular (%)

	PIB	Δ Demanda	
		(por actividad económica)	Δ Demanda
2005	3,6	3,5	4,8
2006	3,9	4,2	3,1
2007	3,6	4,2	3,0
2008	0,9	0,8	1,0
2009	-3,6	-4,5	-4,7

Ilustración 1: Evolución anual del PIB vs. demanda eléctrica peninsular (El sistema eléctrico español 2009, REE)

Este retroceso de la demanda se debe sin lugar a dudas a la crisis que afecta a casi todas las economías mundiales.

■ Estructura de la cobertura de la demanda en b.c. (%)

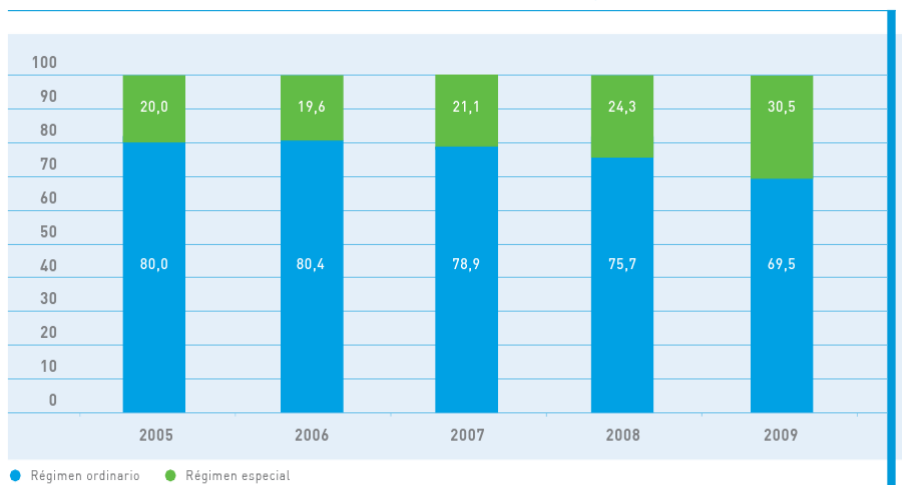


Ilustración 2: Estructura de la cobertura de la demanda b.c. (El sistema eléctrico español 2009, REE)

Desde el punto de vista de la generación destaca el notable crecimiento en la producción de energía renovable mientras que el descenso de la demanda afectó principalmente a las centrales de carbón y ciclo combinado.

Durante el año 2009 y principios de 2010 la producción de energía eólica batió records continuos tanto de producción absoluta ([elmundo.es](http://www.elmundo.es/elmundo/2010/01/14/ciencia/1263472266.html), 11.693 MW, 42% demanda <http://www.elmundo.es/elmundo/2010/01/14/ciencia/1263472266.html>) como de aportación al mix eléctricos (web de REE, 54.6% de la demanda https://demanda.ree.es/generacion_acumulada.html?date=2009-12-30)

Francesc Xavier Cugat (www.revolucionenergetica.info) realizó un estudio basando en los informes de REE para ver la variación en el tiempo de las diferentes fuentes de generación eléctrica.

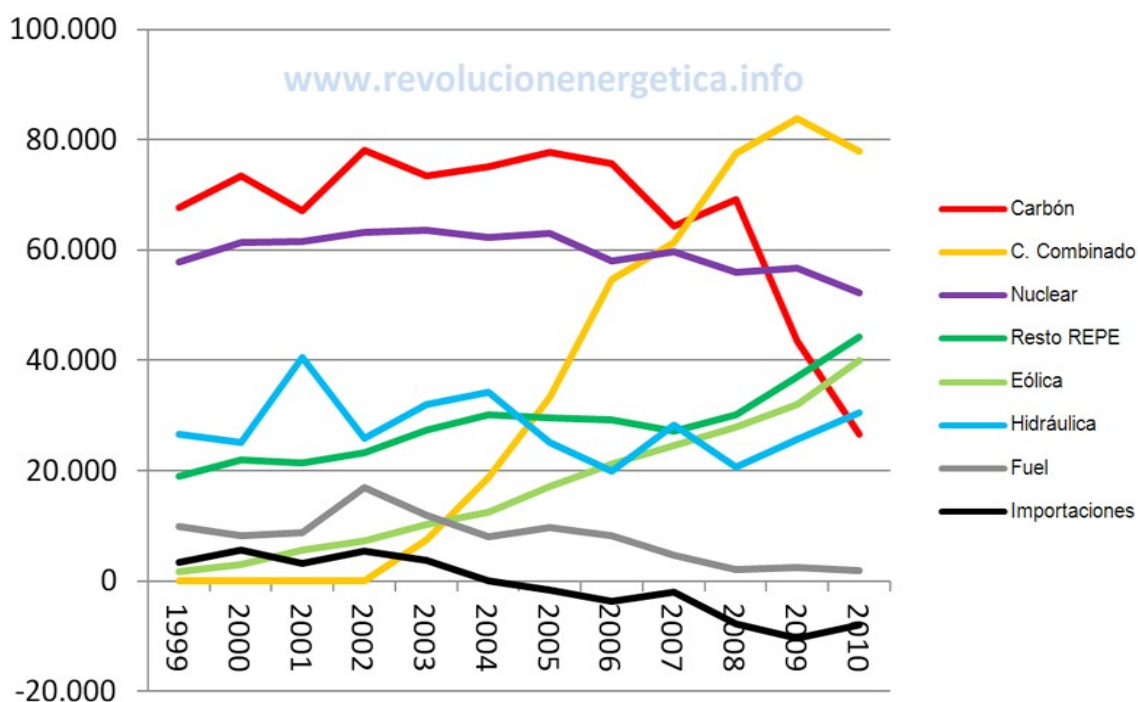


Ilustración 3: Variaciones interanuales en los meses de enero desde 1999 (en GWh) (www.revolucionenergetica.info) con permiso del autor.

Se puede comprobar como aumenta la producción de energía mediante ciclos combinados y la eólica, junto con un aumento del resto del REPE. En cambio, el carbón sufre un fuerte descenso y el fuel casi desaparece.

Este nuevo panorama provoca una disminución en la emisión de CO₂ muy importante, tendencia que se puede ver en:

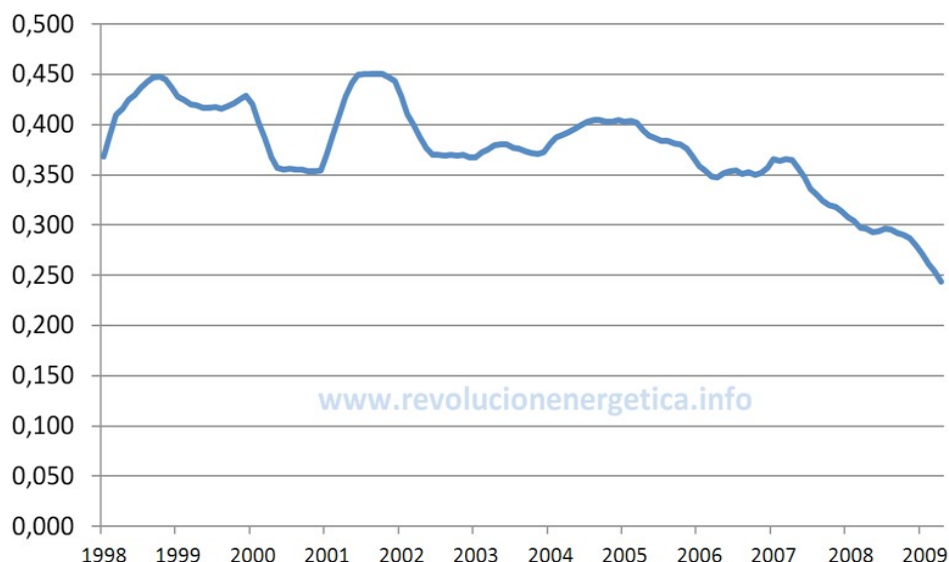


Ilustración 4: Intensidad de emisiones interanual del sistema eléctrico desde 1998 (tCO₂/Mwh) (www.revolucionenergetica.info) con permiso del autor.

■ Evolución de la energía adquirida al régimen especial (GWh)

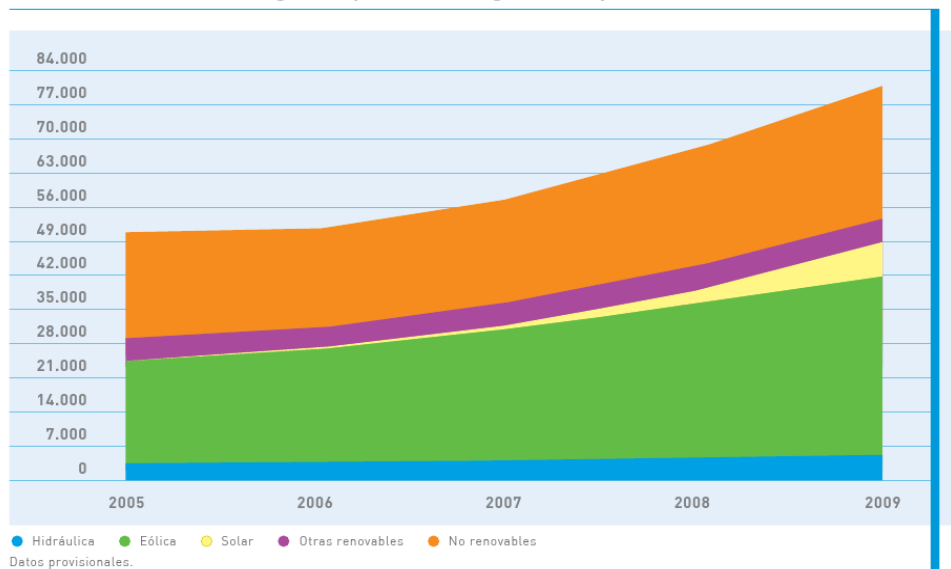


Ilustración 5: Evolución de la energía adquirida al régimen especial (GWh), REE

El mayor incremento en la producción de régimen especial se encuentra en la energía eólica, sumando un pequeño porcentaje de energía solar

Este proyecto fin de carrera es un caso real que constituye una pequeña aportación al desarrollo del sector eólico, con los beneficios que ello conlleva:



Instalación eléctrica de un parque eólico de 34 MW en Puebla de Almenara

- Descentralización de la producción, ayudando a aumentar la seguridad de la red de suministro eléctrico y disminuyendo las distancias desde el punto de generación hasta el punto de consumo, disminuyendo la pérdidas por transporte.
- Aumento de la potencia instalada.
- Disminución de la emisión de CO₂ a la atmósfera.

En el presente volumen se describen las infraestructuras eléctricas necesarias para su construcción y que comprenden:

- Centros de transformación baja tensión (B.T.) / media tensión (M.T.) en los aerogeneradores.
- Red de M.T. que unirá los transformadores ubicados en los aerogeneradores con la celda de llegada situada en la subestación del parque, propiedad de LA EMPRESA.
- Subestación Eléctrica 30/66 kV.

Los aerogeneradores y la línea eléctrica de alta tensión quedan fuera de este proyecto.



2.- INTERCONEXIÓN DE AEROGENERADORES

El Parque Eólico Puebla de Almenara, con una potencia instalada de 34 MW, estará formado por 17 aerogeneradores de 2.000 kW cada uno. Los aerogeneradores del parque se interconectarán a través de tres circuitos enterrados de 30 kV, independientes entre sí, denominados P-1, P-2 y P-3 respectivamente, que servirán para la evacuación de la energía generada. El tendido subterráneo de 30 kV conectará cada circuito con la subestación transformadora 66/30 kV.

La potencia instalada en el circuito es:

- P-1: 10 MW
- P-2: 12 MW
- P-3: 12 MW

La generación se realiza a una tensión de 690 V y es transformada a 30 kV en el centro de transformación de cada aerogenerador donde, además, se dispondrán de celdas de protección y elementos de conexión para realizar la entrada y salida de cables que interconectan el conjunto de máquinas de cada uno de los circuitos mencionados anteriormente.

Desde un punto de vista técnico, el sistema de potencia del Parque Eólico Puebla de Almenara, se podría estructurar en los siguientes subsistemas:

- Aerogeneradores
- Centros de transformación B.T./M.T. en los aerogeneradores
- Red de M.T. para interconexión de los aerogeneradores
- Subestación Eléctrica

2.1.- CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

En cada aerogenerador se instalará un centro de transformación (C.T.) para evacuar la energía producida a la red de Media Tensión (M.T.).

Cada C.T. contendrá los siguientes equipos:

- Celdas de M.T.
- Elementos de protección y auxiliares.

El transformador BT/MT y los cables de BT y MT de conexión del transformador con la celda de media tensión y con el *Ground Controller* forman parte del alcance del suministro del aerogenerador.

2.1.1.- Celdas de conexión a la red de media tensión

Las celdas de los aerogeneradores estarán equipadas para realizar las siguientes funciones:

- Protección del Transformador B.T./M.T.
- Conexión a cables de media tensión del parque.

El tipo de celda es modular, con protección por interruptor automático.

En función de la configuración del circuito la celda de protección puede incorporar los siguientes módulos:



- Módulo de remonte (0L).
- Módulo de salida de línea con seccionamiento (1L).
- Módulo de protección por interruptor automático (1A).

Las características principales de cada módulo son las siguientes:

Módulo de remonte

Formado por una entrada de cables al embarrado principal de la celda.

Módulo de salida con seccionamiento

Módulo metálico de corte y aislamiento en SF6, conteniendo en su interior un seccionador tripolar de tres posiciones (conectado-seccionamiento-puesta a tierra) con mando manual.

Módulo de protección por interruptor automático

Módulo metálico conteniendo en su interior los siguientes aparatos y materiales debidamente montados y conexiónados :

- Un Interruptor automático tripolar en vacío de apertura y cierre rápido con mando manual.
- Un Seccionador tripolar de tres posiciones (conectado-seccionamiento-puesta a tierra) con mando manual.
- Tres Transformadores de intensidad.
- Un Relé de protección de tres fases y neutro (50-51/50N-51N) autoalimentado.

Todos los módulos dispondrán de detectores capacitivos de presencia de tensión.

Las conexiones de los cables de media tensión del parque a las celdas se realizarán mediante conectores atornillables apantallados.

En función de la posición que ocupe el aerogenerador en el circuito, la configuración de las celdas será:

- 0L+1A: formado por una función de remonte y una función de protección de transformador por interruptor automático. Se emplea en aerogeneradores finales de circuito.
- 0L+1L+1A: formado por una función de remonte, una función de salida con seccionamiento y una función de protección por interruptor automático. Se emplea en aerogeneradores intermedios, con entrada y salida de línea.
- 0L+2L+1A: formado por una función de remonte, dos funciones de salida con seccionamiento y una función de protección por interruptor automático. Se emplea en el caso de derivaciones, donde hay una entrada y dos salidas de línea.



Las características de este tipo de celdas son las siguientes:

- **Tipo Aparamenta Blindada aislada en SF6**
- Servicio Continuo
- Instalación Interior
- N° fases 3
- N° embarrados 1
- Tensión nominal 36 kV
- Tensión del servicio 30 kV
- Frecuencia nominal 50 Hz
- Intensidad nominal:
 - a) Función protección 200 A
 - b) Función conexión a red 400/630 A
- Nivel de aislamiento:
 - a) A tierra, entre polos y entre bornas aparellaje
 - Frecuencia industrial 70 kV
 - Impulsos tipo rayo 170 kV
 - b) Sobre distancia seccionamiento
 - Frecuencia industrial 80 kV
 - Impulso tipo rayo 195 kV
- Intensidad de cortocircuito:
 - a) Nominal corta duración (1 s) 16 kA
 - b) Nominal valor cresta 40 kA
- Resistencia arcos internos:
 - a) Tensión 36 kV
 - b) Intensidad 16 kA
 - c) Duración del arco 0,5 s



2.1.2.- Transformador

El transformador será trifásico, para servicio interior, aislamiento seco y arrollamientos en cobre o en aluminio.

Cumplirán las normas UNE 21538 y 20101.

Sus características serán las siguientes:

- Potencia nominal 2.350 kVA
- Relación de transformación 30.000/690 V
- Conmutación en vacío $\pm 2,5\% \pm 5\%$
- Grupo de conexión Dy11
- Nivel de aislamiento 70/170 kV
- Pérdidas en el hierro <3.900 W
- Pérdidas en el cobre..... <19.500 W
- Comportamiento al fuego Clase F1

2.1.3.- Material de Seguridad

Con el fin de contribuir a la seguridad en las maniobras, a la prevención y extinción de incendios y a la información sobre posibles riesgos eléctricos derivados de la manipulación incorrecta de los aparatos, se instalarán los siguientes equipos:

- Cartel de primeros auxilios y riesgo eléctrico
- Extintor contra incendios, clase B29

2.2.- RED DE MEDIA TENSIÓN

La red de Media Tensión de cada circuito de interconexión está proyectada para recoger la energía generada por los aerogeneradores que lo integran.

2.2.1.- Conexión entre Centros de Transformación y Red de M.T.

La interconexión de los Centros de Transformación de cada circuito se realizará mediante ternas de cable unipolar de aislamiento seco tipo RHZ1 18/30 kV de diferentes secciones, siendo la sección máxima de conductor 240 mm².

2.2.2.- Características de la Red de Media Tensión

Las secciones de conductor se adaptarán en cada tramo de circuito a las cargas máximas previsibles, en condiciones normales de servicio, que circulen por cada tramo entre aerogeneradores. La máxima capacidad utilizada en cada una de las secciones de cable no excederá el 90% de la capacidad nominal del cable, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante para las condiciones específicas de tendido de cada uno de los circuitos. Las secciones finales de cable elegidas están optimizadas en base al análisis económico de pérdidas de potencias y costo de la sección de cable seleccionada.

La Tabla 1 muestra las características más importantes de la red de media tensión de los circuitos del sistema de interconexión.



Instalación eléctrica de un parque eólico de 34 MW en Puebla de Almenara

TABLA N° 1

Circuitos	Subcircuitos	N° aerogeneradores	Potencia (kW)	Conexión de aerogeneradores	Sección conductores
1	Principal	5	10.000	1 – 2	240 mm ² Al
				2 – 3	
				3 – 4	
				4 – 5	
				5 – SET	
2	Principal	6	12.000	6 – 7	240 mm ² Al
				7 – 8	
				8 – 9	
				9 – 10	
				10 – 11	
				11 – SET	
3	Sub 3.1	4	8.000	12 – 13	240 mm ² Al
				13 – 14	
				14 – 15	
				15 – SET	
	Sub 3.2	2	4.000	15 – 16	
				16 – 17	



Para calcular la caída de tensión en cada uno de los tramos especificados en la tabla siguiente, se utiliza la fórmula aproximada:

$$U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \phi + X \cdot \sin \phi)$$

En base a esta fórmula se ha elaborado la Tabla 2 que refleja la caída de tensión que se produce en cada uno de los tramos existentes entre aerogeneradores. Los cálculos exactos se pueden ver en el anexo.

TABLA Nº 2

CIRCUITO 1	Longitud cable (km)	I en el tramo de cable (A)	Caída de V por tramo (V)	ΔU
A1 - A2	0,360	41,77	4,9	0,02%
A2 - A3	0,378	83,54	10,28	0,03%
A3 - A4	0,355	125,31	14,48	0,05%
A4 - A5	0,353	167,08	19,19	0,06%
A5 - ST	4,541	208,84	308,79	1,03%

CIRCUITO 2	Longitud cable (km)	I en el tramo de cable (A)	Caída de V por tramo (V)	ΔU
A6 - A7	0,417	41,77	5,67	0,02%
A7 - A8	0,422	83,54	11,48	0,04%
A8 - A9	0,617	125,31	25,18	0,08%
A9 - A10	0,509	167,08	27,7	0,09%
A10 - A11	0,393	208,84	26,7	0,09%
A11 - ST	2,027	250,61	165,43	0,55%

CIRCUITO 3	Longitud cable (km)	I en el tramo de cable (A)	Caída de V por tramo (V)	ΔU
A12 - A13	0,37	41,77	5,1	0,02%
A13 - A14	0,39	83,54	10,62	0,04%
A14 - A15	0,35	125,31	14,3	0,05%
A17 - A16	0,32	41,77	4,31	0,01%
A16 - A15	0,39	83,54	10,65	0,04%
A15 - ST	0,68	208,84	46,54	0,16%

2.2.2.1.- Red de puesta a tierra

La malla de tierra se realizará con cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección y enlazará los sistemas de puesta a tierra de los Centros de Transformación de cada aerogenerador, y la Subestación M.T./A.T. y el Centro de Control de forma que toda la infraestructura eléctrica forme un conjunto equipotencial.

El cable a tierra irá enterrado, acompañando a los cables de potencia de la red de Media Tensión.

Las pantallas de los cables unipolares se conectarán a tierra en ambos extremos. De esta forma, en el caso de un defecto a masa lejano, se evitará la transmisión de tensiones peligrosas.

2.2.3.- Características generales de los cables de M.T.

Los cables utilizados para la interconexión de los aerogeneradores entre sí y con la subestación, serán cables unipolares de aislamiento seco tipo RHZ1 18/30 kV de 1x240 mm² Aluminio.



Instalación eléctrica de un parque eólico de 34 MW en Puebla de Almenara

El aislamiento de los cables está compuesto de polietileno reticulado; es un material que resiste perfectamente la acción de la humedad y tiene la estructura de una goma. Presenta una gran resistencia al envejecimiento térmico y a las descargas parciales.

El cable será apantallado. La pantalla está constituida por una envolvente metálica a base de cintas o hilos de cobre. Se aplica sobre una capa conductora externa, la cual se coloca previamente sobre el aislamiento.

Los conductores están constituidos por cuerdas redondas compactas de aluminio y satisfacen las especificaciones de las Normas UNE 21022 y CEI 228.

La capa semiconductor que recubre al conductor tiene una función doble: impedir la ionización del aire y mejorar la distribución del campo eléctrico en la superficie del conductor.

Características eléctricas de los cables:

- Tensión nominal: 18/30 KV
- Tensión más elevada: 36 KV
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo: 170 KV
- Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial: 70 KV

SECCIÓN (mm ²)	R máx. a 90 °C (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)	I nom. (A)
240 Al	0,161	0,113	345

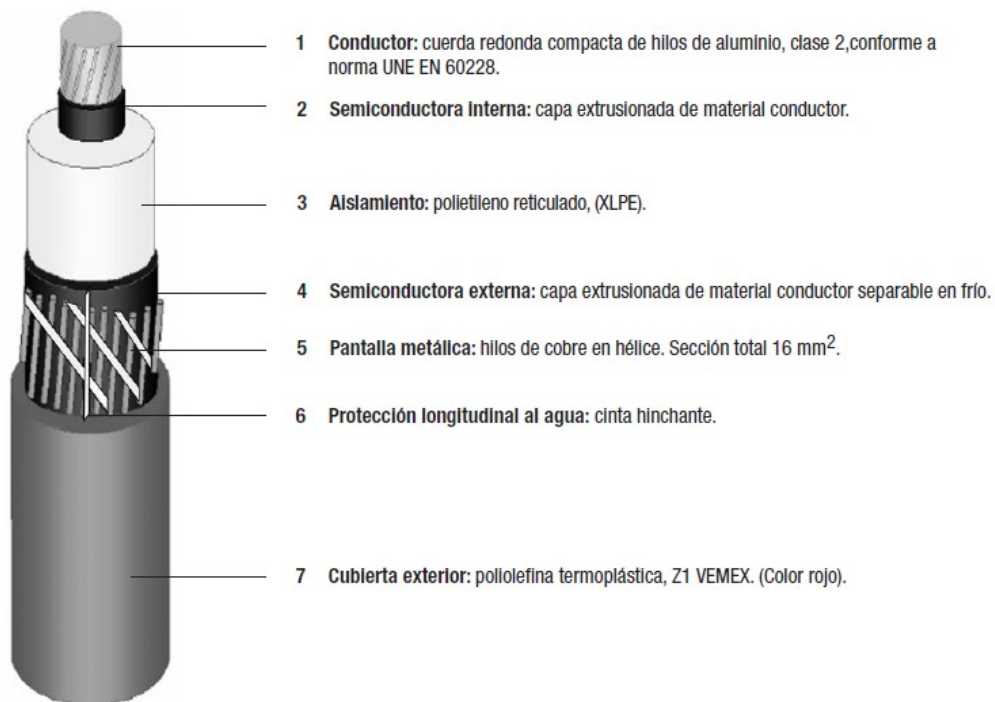
Dibujo 1: Composición de cable MT

CABLE AL VOLTALENE-H HYDROCATCHER 12/20 kV, 18/30 kV

CABLE NORMALIZADO POR ENDESA Y ENEL VIESGO

Tipo: RHZ1-0L
Tensión: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma: UNE HD 620-5E

Composición:



2.2.4.- Instrucciones de tendido

La bobina de cable se colocará en el lugar elegido, de forma que la salida del cable se efectúe por su parte superior, y emplazada de tal forma que el cable no quede forzado al tomar la alineación de tendido.

Los elementos de elevación normales serán: gatos mecánicos y una barra de dimensiones convenientes, alojada en el orificio central de la bobina. La base de los gatos será suficientemente amplia para que se garantice la estabilidad de la bobina durante su rotación. La elevación de ésta respecto al suelo será suficiente con unos 10 a 15 cm.

No se realizarán tendidos a temperaturas ambientales bajas, no siendo aconsejable por debajo de 0 °C.

Durante las operaciones de tendido, el deslizamiento del cable se favorecerá con la colocación de rodillos preparados al efecto.



Estos rodillos permitirán un fácil rodamiento, con el fin de limitar el esfuerzo de tiro. Dispondrán de una base apropiada que, con o sin anclaje, impida que se vuelquen y una garganta por la que discurra el cable para evitar su salida o caída.

Se distanciarán entre sí, de acuerdo con el peso y la rigidez mecánica del cable, de forma que no permitan un vano pronunciado del cable entre rodillos contiguos, que daría lugar a ondulaciones perjudiciales.

Esta colocación será especialmente estudiada en los puntos del recorrido en que haya cambios de dirección, donde, además de los rodillos que facilitan el deslizamiento, deben disponerse otros verticalmente para evitar el ceñido del cable contra el borde de la zanja en el cambio de sentido. En estos puntos debe tenerse en cuenta que la disposición de rodillos no permita un radio de curvatura inferior a veinte veces el diámetro del cable. Este límite se fija para el tendido, ya que el cable sufre unos movimientos que obligan a aumentar los radios mínimos respecto a los que deben tenerse en cuenta para cable ya instalado, que pueden ser inferiores.

Para evitar el roce del cable contra el suelo, a la salida de la bobina, se dispondrá un rodillo de mayor anchura para abarcar las distintas posiciones que adopta el cable durante el tendido.

El tiro se efectúa mediante un cabestrante con su correspondiente cuerda de acero.

El cabestrante debe permitir el control de la velocidad de tendido, el esfuerzo de tiro y debe tener incorporado un sistema de paro automático, cuando se excede el esfuerzo máximo admisible previamente establecido.

Para el tendido pueden adoptarse dos sistemas:

1. Tendido con el esfuerzo aplicado en la punta del cable, mediante cabezas de tiro.
2. Esfuerzo repartido a todo lo largo del cable, mediante una cuerda de acero a la que se ata el cable, a intervalos de 2 metros.

Para evitar que en las distintas paradas que puedan producirse durante el tendido, la bobina siga girando por inercia y desenrollándose cable sin que esté siendo aplicado esfuerzo de tiro alguno, se dotará de un freno, para evitar en ese momento que el cable adopte radios de curvatura inferiores al mínimo permitido.

Otro método de tendido podrá ser desde camión, posando el cable en su emplazamiento definitivo de manera que no sufra roces contra el terreno, cumpliendo con las condiciones antes mencionadas.

La bobina de cable se colocará en la gabarra del vehículo soportada con dos gatos hidráulicos preparados para soportar este tipo de material, provistos con un freno que permita controlar el giro de la bobina de cable.



2.3.- CELDA DE MEDIA TENSIÓN

Tipo	Aparamenta blindada en SF ₆
Servicio	Continuo
Nº de fases	Interior
Nº de embarrados	3
Tensión nominal asignada	36 kV
Tensión de servicio	30 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Intensidad nominal	
• Función de protección (P).....	200 A
• Función de conexión a red (L)	400 A
Nivel de aislamiento	
• A tierra, entre polos y entre bornas (frecuencia industrial / tipo rayo)	70 / 170 kV
• Intensidad de cortocircuito	
◦ Admisible de corta duración (1 s)	16 kA
◦ Nominal cresta	40 kA
• Resistencia arcos internos	
◦ Intensidad	16 kA-0,5 s (UNE 20099-CEI 298)
◦ Voltaje	36 kV
Dimensiones (aprox.) ⁽¹⁾	1.200 x 800 x 2.090 (alto) mm ³
Peso (aprox.) ⁽²⁾	415 kg

1 Celda mayor

2 El tipo de celda depende de las características del puerto de conexión del aerogenerador. Los datos indicados corresponden a una de las situaciones posibles.



3.- SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 66/30 kV

3.1.- ALCANCE DEL PROYECTO

Para poder evacuar la energía producida por los aerogeneradores anteriormente mencionados no sólo necesitamos la conexión de la red de media tensión sino que es necesario realizar la interconexión a la red de distribución eléctrica nacional.

Estará compuesto por una subestación eléctrica y una línea de evacuación de 29,33 km hasta el punto de conexión a la red eléctrica nacional.

La línea de evacuación de este parque eólico no entra en el alcance de este Proyecto.

El objeto de este apartado es describir las características técnicas esenciales y el conjunto de equipos e instalaciones que componen la **subestación transformadora del Parque Eólico Puebla de Almenara 66/30 kV** intemperie-interior para informar a los Organismos Oficiales correspondientes con vistas a obtener de los mismos los necesarios permisos.

La Subestación tendrá la siguiente configuración:

- Sistema de 66 kV en intemperie, esquema lineal trafo-salida de línea.
 - 1 transformador de potencia trifásico 66/30 kV, 40-50 MVA de intemperie, aislados en aceite mineral, con regulación en carga mediante regulador de 21 posiciones en el lado de alta tensión.
- Sistema de 30 kV esquema de simple barra, tipo interior, en celdas de aislamiento en SF₆ compuesto por:
 - 3 celdas de línea.
 - 1 celda de protección del transformador.
 - 1 celda de protección del transformador de SS.AA.

Se dotará a la instalación de una reactancia trifásica de puesta a tierra en la salida de 30 kV del transformador de potencia, que servirá para dar sensibilidad a las protecciones de tierra y dotar a las mismas de una misma referencia de tensión, así como para limitar la intensidad de defecto a tierra en el sistema de 30 kV.

Cada una de las posiciones de 66 y 30 kV estará debidamente equipada con los elementos de maniobra, medida y protección necesarios para su operación segura.

Se prevé un edificio de control y celdas, que dispondrá de sala de control, sala de celdas, despachos, almacén, taller y aseos.

En la sala de control se ubicarán los cuadros y equipos de control, armarios de protecciones, cuadros de distribución de servicios auxiliares, equipos rectificador-batería y equipos de medida y comunicaciones.



3.2.- EMPLAZAMIENTO

La subestación transformadora del Parque Eólico Puebla de Almenara estará ubicada en la zona oeste de la provincia de Cuenca.

El acceso a la ST. consiste en tomar el camino situado aproximadamente a 1 Km de Puebla de Almenara, de la carretera que une las localidades de Puebla de Almenara y Puebla de Almenara de Santiago y que nace en el lado derecho de la calzada en dirección a Puebla. Este camino ya existente, nos lleva directamente a la ubicación de la subestación.

El emplazamiento exacto de la instalación queda reflejado en el documento “Localización” anexo junto con los planos de proyecto.

3.2.1.- Relación de Bienes y Derechos afectados

Nota: los nombres reales se han omitido del listado

Término Municipal	Polígono	Parcela	Paraje	Propietario	Dirección	Subestación
						m ²
PUEBLA DE ALMENARA	6	278	La Zanja	Propietario 1		2.855,6
PUEBLA DE ALMENARA	6	283	La Zanja	Propietario 2		2.308,9



3.3.- ESQUEMA UNIFILAR

El esquema unifilar adoptado para las tensiones de **66 kV** y de **30 kV** de esta instalación tipo se recoge en la hoja de planos nº 08.

En este esquema unifilar se han representado todos los circuitos principales que forman cada uno de los niveles de tensión, figurando las conexiones existentes entre los diferentes niveles y los elementos principales de cada uno de ellos.

3.3.1.- Sistemas de 66 kV

Se ha adoptado para la tensión de **66 kV** un esquema lineal con **UNA** posición combinada de trafo-salida de línea:

3.3.1.1.- Aparellaje

El aparellaje con que se equipa la posición combinada de trafo-salida de línea el siguiente:

- Un interruptor automático tripolar de corte en SF6.
- Cuatro seccionadores trifásicos (equipado con cuchillas de puesta a tierra en la salida de línea).
- Tres transformadores de intensidad.
- Cuatro transformadores de tensión.
- Seis pararrayos autoválvulas.

3.3.2.- Transformador de potencia

Se instalará:

- Un transformador de **40-50 MVA (ONAN-ONAF)** de relación nominal **66/30 kV** y conexión Ynd11.

El transformador dispondrá de regulación de la tensión en carga en el lado de alta tensión mediante regulador de 21 posiciones.

3.3.3.- Esquema de 30 kV

Responde al esquema de simple barra y se compone de las siguientes celdas:

- 1 celda de transformador.
- 3 celdas para salida de línea de circuitos 1, 2 y 3 del **P.E. “Puebla de Almenara”**.
- 1 celda de protección del transformador de SS.AA.

3.3.3.1.- Aparellaje

Todos los circuitos se conectan al embarrado principal a través de un seccionador.

Las celdas de salida de línea van dotadas de seccionador de tres posiciones con puesta a tierra, interruptor automático y de un transformador de intensidad por fase.

También dispone de un transformador de intensidad por fase la celda de conexión al transformador de potencia.



3.3.4.- Reactancias de puesta a tierra

Para referir a tierra el sistema de **30 kV** y dotar a las protecciones de una misma referencia de tensión para detectar faltas a tierra, se instalará una reactancia trifásica de **500 A** durante **30** segundos.

Dicha reactancia se conectará junto al transformador de potencia **66/30 kV** correspondiente, en el lado de **30 kV**, a través de seccionador trifásico y su conexión se hará en zig-zag.

Además esta reactancia dispondrá de un devanado de **100 kVA** para la alimentación de los Servicios Auxiliares de la Subestación.

3.3.5.- Pararrayos de M.T.

Se instalarán tres pararrayos autoválvula unipolares de tensión nominal 36 kV, situados lo más cerca posible de las bornas de cada transformador, equipadas con un contador para registro de descargas.

3.3.6.- Otras instalaciones

Además de los circuitos y elementos principales descritos en los anteriores apartados, también se ha reflejado en el esquema unifilar de **66 y 30 kV** la instalación de sus correspondientes aparatos de medida, mando, control y protecciones necesarios para la adecuada explotación. Por sus características, estos aparatos son de instalación interior, y para su control y fácil maniobrabilidad, se han centralizado en cuadros situados en el edificio de control y en cubículos destinados a tal fin en las propias celdas de interior.

3.4.- CARACTERÍSTICAS GENERALES

3.4.1.- Aislamiento

Los materiales que se emplearán en esta instalación serán adecuados y tendrán las características de aislamiento más apropiadas a su función.

Los niveles de aislamiento que se han adoptado, tanto para los aparatos, excepto el transformador, como para las distancias en aire, y según vienen especificados en el “Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación” (MIE-RAT 12), son los siguientes:

- En **66 kV**, que corresponde a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de **72,5 kV**, se adopta un nivel de aislamiento nominal de **325 kV** de cresta a impulso tipo rayo y **140 kV** eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.
- En **30 kV**, que corresponde a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de **36 kV**, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo, que soporta **170 kV** de cresta a impulso tipo rayo y **70 kV** eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.

3.4.2.- Distancias mínimas

El vigente “Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación” en el apartado 3 de la MIE-RAT 12, especifica las normas a seguir para la fijación de las distancias mínimas a puntos de tensión.



Las distancias, en todo caso, serán siempre superiores a las especificadas en dicha norma las cuales se recogen en la siguiente tabla:

Altitud de la instalación inferior a 1.000 m.

<i>Tensión nominal (kV)</i>	<i>Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo</i>	<i>Distancia mínima fase-tierra en el aire (cm)</i>	<i>Distancia mínima entre fases en el aire (cm)</i>
66	325	63	63
30	170	32	32

En el sistema de **30 kV** se utilizan cables subterráneos apantallados y celdas prefabricadas de interior normalizadas por el fabricante, habiendo superado los ensayos de tipo correspondientes y siendo sometidas a ensayos específicos en cada suministro. En el único tramo de embarrado desnudo a montar, que es la salida del transformador de potencia, se mantendrán distancias de 50 cm entre fases.

3.4.3.- Intensidades de cortocircuito

Para obtener la intensidad de cortocircuito en el punto de la Subestación se realizan los cálculos del anexo que realizan un análisis de la Red de Alta Tensión bajo distintas hipótesis de fallo, teniendo en cuenta la ubicación en la Red.

Para el caso concreto de la subestación transformadora del Parque Eólico Puebla de Almenara 66/30 kV, teniendo en cuenta la zona de conexión a la Red, se han considerado como valores más desfavorables los siguientes:

Intensidad de cortocircuito trifásico en 66 kV	3.184 A
Intensidad de cortocircuito monofásico en 66 kV	3.709,5 A



3.5.- ESTRUCTURA METÁLICA

Para el desarrollo y ejecución de la instalación proyectada es necesario el montaje de una estructura metálica que sirva de apoyo y soporte del aparellaje y los embarrados, así como para el amarre de la línea.

La estructura metálica para esta instalación está compuesta por un pórtico de entrada de la línea de 66 kV hasta el amarre de dicha línea.

Todo el aparellaje de la instalación eléctrica de intemperie irá sobre soportes metálicos.

Tanto la estructura de los pórticos como los soportes del aparellaje se realizarán en base a estructuras de acero de alma llena.

Las fundaciones necesarias para el anclaje de las estructuras se proyectarán teniendo en cuenta los esfuerzos aplicados, para asegurar la estabilidad al vuelco en las peores condiciones.

Toda la estructura metálica prevista será sometida a un proceso de galvanizado en caliente, una vez construida, con objeto de asegurar una eficaz protección contra la corrosión.

Estas estructuras se completan con herrajes y tornillería auxiliares para fijación de cajas de centralización, sujeción de cables y otros elementos accesorios.

La estructura metálica consta en esencia de:

3.5.1.- Estructura metálica en 66 kV

- 2 columnas destinadas a formar el pórtico de amarre de la línea de 66 kV.
- 1 viga para amarre de dicha línea.
- soportes para transformadores de tensión de línea.
- soportes para el interruptor.
- soportes para transformadores de intensidad.
- soportes para seccionadores.
- soportes para autoválvulas.
- Soportes para el embarrado principal.

Las columnas podrán soportar el tiro total previsto de los conductores y cables de tierra, sin que el desplazamiento en sus extremos exceda de 1/150 de su altura.

3.5.2.- Estructura metálica en 30 kV

- 1 soporte para la reactancia de puesta a tierra, autoválvulas, embarrados de 30 kV, terminales de los cables de potencia y seccionadores de las reactancias.

En las hojas de planos nº 10 y 11, aparece la implantación y secciones generales, en el que se reflejan la disposición que se ha dado al conjunto de la instalación en **30 kV**.



3.6.- EMBARRADOS

Los embarrados principales y auxiliares serán elegidos de forma que las temperaturas máximas previstas no provoquen calentamientos por encima de los 40° C sobre la temperatura ambiente. Asimismo, soportarán los esfuerzos electrodinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito previstas, sin que se produzcan deformaciones permanentes.

A continuación se reflejan las intensidades nominales y de diseño, tanto en régimen permanente como en condiciones de cortocircuito, apreciándose que se han elegido unos valores para el diseño de embarrados superiores a los nominales con un margen de seguridad suficiente:

- Sistema de **66 kV**:

Intensidad nominal de la instalación:	438 A (máxima potencia del transformador)
---------------------------------------	---

Intensidad máxima de cortocircuito soportada:	31,5 kA
---	---------

Intensidad máxima de cortocircuito esperada:	4,694 kA (536,6 MVA a la salida del transformador)
--	--

- Sistema de **30 kV**:

Intensidad nominal de la instalación:	962 A (máxima potencia del transformador)
---------------------------------------	---

Intensidad máxima de cortocircuito soportada:	25 kA (1300 MVA para celdas)
---	------------------------------

Intensidad máxima de cortocircuito esperada:	14,132 kA (734,3 MVA en los embarrados de salida del transformador)
--	---

3.6.1.- Embarrados de 66 kV

Las barras principales de 66 kV estarán constituidas por tubo de aleación de aluminio, de 80/70 mm de diámetro, equivalente a 1.180 mm² de sección nominal, que admite un paso de corriente permanente de 1.760 A.

Este embarrado tubular irá soportado mediante aisladores rígidos montados en soportes anclados a las cimentaciones.

El resto de los embarrados (embarrados secundarios) se realizarán con cable desnudo de Aluminio homogéneo tipo Arbutus, de 26,04 mm de diámetro, equivalente a 402,1 mm² de sección nominal, que admite un paso de corriente permanente de 960 A.

La distancia mínima adoptada entre ejes de fases es de 2 m y de 0,77 m entre fase y tierra

3.6.2.- Embarrados de 30 kV

En la salida de bornas del devanado secundario del transformador de potencia, hasta su conexión con los terminales, el embarrado estará constituido por tubos de aluminio de 50/40 mm que admite un paso de corriente permanente de 1.160 A.



La conexión entre el embarrado en la salida del transformador de potencia y las celdas de alimentación al módulo de 30 kV, se hace a través de tres ternas de cable de potencia, tipo VOLTALENE H VEMEX (RHZ1) 18/30 kV de Al-400.

Los embarrados propios de las celdas, según diseño del fabricante, cumplen los valores indicados anteriormente, 1.250 A.

3.6.3.- Piezas de conexión

Con el fin de absorber las variaciones de longitud que se produzcan en el embarrado de **30 kV** por efecto de cambio de temperaturas, se instalarán piezas de conexión elásticas, en los puntos más convenientes, que permitan la dilatación de los tubos sin producir esfuerzos perjudiciales en las bornas del aparellaje.

En el sistema de **30 kV**, en las zonas en las que se utilice conductor desnudo, se utilizarán uniones de aleación de cobre con tornillería de acero inoxidable sin embutir y que cumplan las características indicadas anteriormente.

3.6.4.- Aisladores soporte para 30 kV

El embarrado de **30 kV** en la salida de bornas del transformador de potencia, se sustenta sobre aisladores de apoyo de las siguientes características:

- Tipo.....C6-170
- Tensión de servicio.....36 kV
- Tensión soportada bajo lluvia.....70 kV
- Tensión soportado a onda de choque.....170 kV cresta
- Carga de rotura a flexión.....4.000 N
- Carga de rotura a torsión.....800 N.m

3.7.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Para la transformación de **66/30 kV** se ha previsto el montaje de un transformador de potencia, trifásico, de columnas, en baño de aceite, tipo intemperie.

3.7.1.- Características constructivas

Las características constructivas esenciales son:

- Tipo de serviciocontinuo
- RefrigeraciónONAN/ONAF
- Potencia nominal40/50 MVA
- Tensiones en vacío:
 - Primario66 + 10 % kV
 - Secundario30 kV
- Frecuencia50 Hz
- ConexiónEstrella / Triángulo



- Grupo de conexión YNd11
- Tensión de cortocircuito para relación (directa) 66/30 kV 13 %
- Tensión de cortocircuito para relación (homopolar) 66/30 kV 10,5 %
- Pérdidas con tolerancia CERO
 - En vacío a tensión nominal 27 kW
 - En carga a 75 °C 227 kW
- Aislamiento a frecuencia/impulso (fases primario) 140/325 kV
- Aislamiento neutro 66 kV 140/325 kV
- Conexión estrella 66 kV Rígido a tierra
- Aislamiento a frecuencia/impulso (fases secundario) 70/170 kV

3.7.2.- Ensayos dieléctricos

Los bobinados están calculados para los siguientes niveles de aislamiento:

- Niveles a impulso tipo rayo:
 - Primario 325 kV
 - Secundario 170 kV
 - Neutro del primario 250 kV

3.7.3.- Regulación de tensión

El transformador va provisto de regulación de tensión en carga mediante regulador de 21 posiciones en el devanado primario (**66 kV**).

3.7.4.- Refrigeración

La refrigeración del transformador es ONAN/ONAF mediante radiadores adosados a la cuba (con independización mediante válvulas) y motoventiladores accionados por termostato.

3.7.5.- Protecciones del transformador

Las protecciones propias de cada transformador constan del siguiente equipo:

- Dos indicadores magnéticos de nivel de aceite, uno para el aceite de la cuba del transformador y otro para el aceite del regulador, con contacto de alarma por nivel bajo.
- Dispositivo liberador de presión con contactos de alarma y disparo.
- Relés Buchholz de dos flotadores con contacto de alarma y disparo (uno para el transformador y otro para el regulador).
- Termómetro de contacto indicador de temperatura del aceite del transformador, con cuatro microinterruptores ajustados con los siguientes usos: disparo y alarma por temperatura.



3.8.- INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE 66 KV

Para la apertura y cierre del circuito de línea y transformador de potencia en carga, se ha previsto la instalación de interruptores automáticos tripolares de **SF₆** para intemperie.

Las características más esenciales de estos interruptores son:

- Tensión nominal66 kV
- Frecuencia50 Hz
- Intensidad nominal de servicio2.000 A
- Poder de corte nominal bajo c.c.31,5 kA
- Tensión soportada a frecuencia industrial (1 min.)140 kV
- Tensión soportada a impulsos tipo rayo325 kV
- Duración nominal de la corriente de cortocircuito3 s
- Ciclo nominal de maniobraO-0,3s-CO-3 min-CO
- Tipo de reenganchetrifásico

La cámara de extinción del arco de los interruptores es de gas SF₆ con autosoplado.

Cada uno de los tres polos de cada interruptor está montado sobre una estructura individual y es accionado por un mecanismo de mando independiente motorizado y accionado por resortes.

El aislamiento fase-tierra está formado por un aislador soporte de porcelana y la barra aislante que se encuentra en su interior.

El recinto interno de cada polo está lleno de gas bajo una presión de servicio controlada que garantiza el pleno poder de corte y características de aislamiento hasta una temperatura de al menos -30 °C sin necesidad de calefacción adicional.

Se instalará un interruptor tripolar en la posición combinada de protección-salida de línea de **66 kV**.

3.9.- SECCIONADORES

Para poder efectuar los necesarios seccionamientos, se ha previsto el montaje de seccionadores que se describen a continuación.

- Tensión nominal.....66 kV
- Intensidad nominal.....2.000 A
- Intensidad admisible de corta duración (1 s).....40 kA (val. eficaz)
- Intensidad admisible (valor de cresta).....100 kA

Los seccionadores son tripolares de intemperie y están formados por tres polos independientes, montados sobre una estructura común.

Cada fase consta de tres columnas de aisladores. Las dos columnas laterales son fijas y en su extremo superior llevan el contacto fijo y toma de corriente, mientras que, la columna central es giratoria y en ella va montada la cuchilla realizando dos rupturas por fase.



El accionamiento en las tres columnas rotativas se hace simultáneo con un mando único, mediante un sistema articulado de tirantes de tubo, debidamente ajustados, que permiten que la maniobra de cierre y apertura en las tres fases sea sincronizada.

Todos los seccionadores irán provistos de unas cuchillas de puesta a tierra, con mando independiente, que llevan un enclavamiento mecánico que impide cualquier maniobra estando las cuchillas principales cerradas.

Todos los accionamientos de los seccionadores principales tendrán mando eléctrico y el del seccionador de tierra tendrá mando manual.

3.10.- TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD 66 KV

Montados junto a los interruptores de **66 kV** de cada posición y en el lado de barras, se instalarán tres transformadores de intensidad, uno por fase, que alimentarán los circuitos de medida y protección.

Las características principales de éstos transformadores son las siguientes:

- Tensión nominal.....66 kV
- Tensión de servicio nominal.....72,5 kV
- Relación de transformación400-800/5-5-5-5-5 A
- Potencias y clases de precisión:
 - Devanado 115 VA Cl. 0,2 S
 - Devanado 215 VA Cl. 0,5
 - Devanado 315 VA Cl. 5P20
 - Devanado 415 VA Cl. 5P20
 - Devanado 515 VA Cl. 5P20
- Tensión de prueba a frecuencia industrial:
 - Durante 1 minuto, sobre el arrollamiento primario.....140 kV
- Tensión de prueba a onda de choque tipo 1,2/50 μ s.....325 kV cresta
- Sobreintensidad admisible en permanencia.....1,2 x I_n primaria

3.11.- TRANSFORMADORES DE TENSIÓN 66 KV

Para alimentar los equipos de medida y protecciones se instalarán en uno de los extremos del embarrado principal de **66 kV**, tres transformadores de tensión inductivos, cuyas características eléctricas más esenciales son:

- Frecuencia50 Hz
- Tensión nominal66 kV
- Tensión máxima de servicio72,5 kV
- Relación de transformación:
 - Primer arrollamiento.....66: $\sqrt{3}$ /0,110: $\sqrt{3}$ kV



- Segundo arrollamiento.....66:√3/0,110:√3 kV
- Tercer arrollamiento.....66:√3/0,110:√3 kV
- Potencias y clase de precisión (simultáneas):
 - Primer arrollamiento30 VA, Cl. 0,2
 - Segundo arrollamiento50 VA, Cl 0.5 - 3P
 - Tercer arrollamiento100 VA, Cl. 3 P
- Tensión de prueba a frecuencia industrial durante 1 min140 kV
- Tensión de prueba con onda de choque 1,2/50 μs325 kV

3.12.- PARARRAYOS

3.12.1.- Tensión 66 kV

Tanto a la entrada de la línea, como para proteger los transformadores de potencia contra las sobretensiones de origen atmosférico o las que por cualquier otra causa pudieran producirse, se ha previsto la instalación de un juego de tres pararrayos autoválvula.

Las características principales de las autoválvulas previstas son:

- Tensión máxima de servicio72,5 kV
- Tensión nominal60 kV
- Intensidad nominal de descarga10 kA

Las autoválvulas a utilizar serán de óxido de zinc con recubrimiento exterior de porcelana.

Se instalarán un total de seis autoválvulas en 66 kV, tres para el transformador de potencia y tres para la salida de línea.

3.12.2.- Tensión 30 kV

- Tensión nominal 36 kV
- Intensidad nominal de descarga10 kA

Las autoválvulas a utilizar serán de óxido de zinc con aislamiento polimérico.

Se instalarán un total de tres autoválvulas en 30 kV. El conjunto de tres autoválvulas se instalará sobre el soporte de la reactancia de puesta a tierra e irá equipada con un único contador de descargas.

3.13.- REACTANCIA DE PUESTA A TIERRA

Para el transformador se instalará una reactancia trifásica de puesta a tierra, en baño de aceite, cuyas características principales son;

- Tensión nominal30 kV
- Frecuencia50 Hz
- Grupo de conexiónZnYn11



- Intensidad de defecto a tierra por el neutro:500 A
- Duración del defecto a tierra por el neutro:30 s
- Aislamiento de partes activas:baño de aceite mineral
- Refrigeración:ONAN
- Tensión de ensayo a 50 Hz70 kV
- Tensión de prueba con onda de choque 1,2/50 μ s170 kV

En cada una de las fases y neutro llevan incorporados transformadores de intensidad tipo Bushing para protecciones, con las siguientes características:

- En fases: 3 TI tipo BR, relación 300/5 A, 15 VA 5P20
- En neutro: 1 TI tipo BR, relación 300/5 A, 15 VA 5P20

Las protecciones propias de la reactancia serán termómetro, válvula de alivio de sobrepresión, relé Buchholz y nivel anormal de aceite.

3.14.- CELDAS DE MEDIA TENSIÓN (30 KV)

Las características constructivas de estas celdas son de tipo encapsulado metálico, aislamiento en SF₆, para instalación en interior.

Las celdas se instalarán agrupadas para cada transformador, constituyendo un conjunto modular formado por los siguientes elementos:

- 3 celdas de salida de línea.
- 1 celda de transformador de potencia.
- 1 celda de protección del transformador de SS.AA.

La intensidad nominal en servicio continuo de las barras generales es de **1250 A**, así como la de los circuitos de alimentación a barras generales en las celdas de transformador. En el resto de celdas, la intensidad nominal en servicio continuo de los circuitos de alimentación de barras generales es de 630 A.

La tensión máxima de servicio es **36 kV**, que corresponde a unas tensiones de ensayo a frecuencia industrial durante un minuto de 70 kV y a onda de choque de 1,2/50 μ s de 170 kV, según normas C.E.I. y el reglamento MIE-RAT 12.

Las celdas disponen de un compartimento estanco aislado en gas SF₆ conteniendo el interruptor automático y el seccionador, siendo las barras del tipo encapsulado seco. El aislamiento integral en SF₆ permite mantener las partes en tensión aisladas de cualquier contacto exterior e independientes por tanto de las condiciones ambientales.

3.14.1.- CARACTERÍSTICAS GENERALES

El aparellaje con el que va dotado cada tipo de celda es el siguiente:

- CELDAS DE SALIDA DE LÍNEA
 - 1 interruptor automático de tipo fijo.
 - 3 transformadores de intensidad.



- 1 seccionador de tres posiciones (abierto-cerrado-PAT).
- Detector de presencia de tensión.
- 3 terminales unipolares.
- CELDAS DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- 3 transformadores de intensidad.
- 1 seccionador de tres posiciones (abierto-cerrado-PAT).
 - 9 terminales unipolares.
- CELDAS DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE SS.AA.
 - 3 fusibles calibrados de A.T.
 - Detector de presencia de tensión.
 - 9 terminales unipolares.

Las características eléctricas del aparellaje descrito para cada celda son las siguientes:

3.14.2.- Interruptores

- Tensión nominal.....36 kV
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz.....70 kV
- Tensión de ensayo onda de choque 1,2/50 μ s.....170 kV
- Intensidades nominales:
 - Celdas de línea.....630 A
 - Celda de transformador.....1.250 A
- Poder de corte simétrico:
 - Celdas de línea.....25 kA
 - Celda de transformador.....25 kA
- Aislamiento.....en SF₆

3.14.3.- Transformador

- Potencias y clases de precisión:
 - Primer núcleo (medida fiscal).....10 VA Cl. 0,2S
 - Segundo núcleo (medida).....15 VA Cl. 0,5
 - Tercer núcleo (protección).....15 VA 5P20
 - Cuarto núcleo (protección).....15 VA 5P20
- Tensión nominal de aislamiento.....36 kV



3.14.4.- Transformadores de intensidad (celdas de línea)

- Relación de transformación.....300-600 / 5-5-5 A
- Potencias y clases de precisión:
 - Primer núcleo (medida fiscal).....10 VA Cl. 0,2S
 - Segundo núcleo (medida).....15 VA Cl. 0,5
 - Tercer núcleo (protección).....15 VA Cl. 5P20
- Tensión nominal de aislamiento.....36 kV

3.14.5.- Transformadores de tensión

- Tensión máxima de servicio.....36 kV
- Relación.....30:3/0,110:√3-0,110:3 kV
- Potencias y clases de precisión:
 - Primer núcleo (medida fiscal).....20 VA Cl. 0,2
 - Segundo núcleo (medida).....50 VA Cl. 0,5
 - Tercer núcleo (protecciones).....50 VA Cl. 3P

3.14.6.- Seccionadores

Los seccionadores disponen de tres posiciones (abierto, cerrado, puesto a tierra), y son tripolares con accionamiento manual de maniobra brusca y enclavamiento mecánico y eléctrico con el interruptor. La puesta a tierra de los cables se realiza a través del interruptor automático disponiendo el seccionador en la posición de puesta a tierra.

3.14.7.- Terminales para cables

Tipo modular flexible para cable de potencia **18/30 kV**.

3.15.- SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares de la Subestación estarán atendidos necesariamente por los dos sistemas de tensión (c.a. y c.c.). Para la adecuada explotación del centro, se instalarán sistemas de alimentación de corriente alterna y de corriente continua, según necesidades, para los distintos componentes de control, protección y medida.

Para el control y operatividad de estos servicios auxiliares de c.a. y c.c. se ha dispuesto el montaje de un cuadro de centralización de aparatos formado por bastidores modulares a base de perfiles y paneles de chapa de acero.

El cuadro consta de dos zonas diferenciadas e independientes, donde se alojan respectivamente los servicios de corriente alterna y corriente continua.

Cada servicio está compartimentado independientemente y tiene su acceso frontal a través de las puertas con cerradura en las que se ha fijado el esquema sinóptico.

La hoja de planos nº 12, recoge la disposición adoptada para estos servicios auxiliares.



3.15.1.- Servicios auxiliares de C.A.

Para disponer de estos servicios se ha previsto la instalación de un transformador de servicios auxiliares 30/0,4 de 100 kVA. Las características de este transformador son:

- Trifásico sumergido en aceite
- Potencia nominal.....100 kVA
- Tensiones primarias..... $30 \pm 2,5 \pm 5 + 7,5\%$ kV
- Tensión secundaria (trifásica)..... 0,420 kV
- Conexión.....Zig-zag / Estrella
- Grupo de conexión.....ZNyn 11

3.15.2.- Servicios auxiliares de C.C.

Para la tensión de corriente continua se ha proyectado la instalación de un equipo compacto rectificador – batería de 125 Vcc que alimenta todos los servicios (control, fuerza y protecciones de reserva) de 100 A/h y autonomía 24 horas.

El equipo de 125 Vcc funciona ininterrumpidamente y durante el proceso de carga y flotación. Su funcionamiento responde a un sistema prefijado que actúa automáticamente sin necesitar de ningún tipo de vigilancia o control, lo cual da mayor seguridad en el mantenimiento de un servicio permanente.

Además del equipo mencionado anteriormente, se instalará una fuente de alimentación conmutada para los equipos de comunicaciones, que se alimentará a 125 Vcc y tendrá una tensión de salida de 48 Vcc

3.16.- CUADROS DE CONTROL Y ARMARIOS DE PROTECCIONES

El mando y control de la Subestación Transformadora, así como los equipos de protección y automatismo, se instalarán en armarios constituidos por paneles de chapa de acero y un chasis formado con perfiles y angulares metálicos del mismo material.

3.16.1.- Unidades de Control

El mando y control de la subestación será de tipo digital y estará constituido por:

- Una **Unidad de Control de Subestación (UCS)** dispuesta en un armario de chapa de acero, en el que se ubicarán, además de la unidad de control propiamente dicha, una pantalla y un teclado en el frente, un reloj de sincronización **GPS**, una unidad de control para adquisición de las señales de los servicios auxiliares y una bandeja para la instalación de los módem de comunicación con el telemando.
- Una **Unidad de Control de Posición (UCP)** por cada posición de la Subestación, constituida por un rack de 19". En el caso de las posiciones de línea de **66 kV** y transformadores de potencia, cada **UCP** se alojará en el correspondiente armario de control y protecciones. En el caso de las celdas de **30 kV**, las **UCP's** irán alojadas en el compartimento de control de cada celda, soportadas sobre la puerta abatible superior de dicho compartimento. Las comunicaciones entre las diferentes **UCP's** y la **UCS** se realizarán a través de una estrella óptica con fibra de cristal multimodo de 62,5/125 μm .



Desde cada **UCP** se podrá controlar y actuar localmente sobre la posición asociada y desde la **UCS** se podrá controlar cualquiera de las posiciones, así como disponer de información relativa a medidas, alarmas y estado en general.

3.16.2.- Armarios de Control y protecciones

Se instalará un armario de control y protecciones. Las protecciones de red propias de un sistema de generación irán instaladas en el mismo.

El armario de control y protección estará compuesto por chasis construido con perfiles metálicos, cerrado por paneles laterales fijos, acceso anterior con chasis pivotante y puerta frontal de cristal o policarbonato ignífugo, lo cual permite una gran visibilidad, protección contra polvo y suciedad, y fácil manejo y acceso a los aparatos instalados.

3.16.2.1.- Protecciones de la línea de 66 kV

Para la línea de **66 kV** se instalarán los siguientes equipos de protección:

- Una protección principal-1 de distancia (21) de tres fases y tierra con capacidad de funcionar asociada a una teleprotección en esquema de comparación direccional, con función adicional de sobreintensidad direccional de neutro (67N) de reserva integrada y reenganchador (79) incorporado. El disparo será mono-trifásico y deberá llevar la función oscilo incorporada.
- Un equipo de teleprotección con capacidad para emisión de dos señales y recepción de otras dos señales, asociadas a las protecciones. Además, a instancias de la Compañía Distribuidora puede requerirse un tercer canal del equipo de teleprotección para la recepción de un teledisparo.
- Un relé de comprobación de continuidad de las segundas bobinas de disparo del interruptor, con tres unidades unipolares.

La función de supervisión de las primeras bobinas de disparo se integrará en la protección de distancia principal-1.

La función de disparo de discordancia de polos se realizará en la **UCP** dentro de las funciones automáticas propias del control digital.

3.16.2.2.- Protecciones de transformador

Para cada transformador se instalarán los siguientes equipos de protección;

- Una protección de sobreintensidad (50/51+50/51N) de tres fases y neutro con característica inversa y reenganche incorporado (79). La protección llevará incorporada la función oscilo.
- Una protección diferencial de transformador (87) de dos devanados, de frenado porcentual por armónicos y filtrado para corriente de neutro.
- Un relé maestro (86) de disparo y bloqueo por actuación de las protecciones de máquina y diferencial.
- Un relé de sobreintensidad (50TZ, 51G) de tres fases y neutro para la protección instantánea de la reactancia de puesta a tierra del sistema de **30 kV** y protección temporizada de neutro de reserva para faltas en el cable de potencia desde las bornas de baja del transformador hasta la posición de entrada de las celdas de **30 kV**.



- Dos relés de vigilancia de bobinas de disparo (primeras y segundas bobinas) con tres unidades unipolares.
- Protecciones usuales de máquina (63, 26).

La función de disparo por discordancia de polos se realizarán en la **UCP** dentro de las funciones automáticas propias del control digital.

3.16.2.3.- Protecciones de red

- Un relé de mínima tensión (27) (tres unidades de medida entre fases) con disparo temporizable entre 0 y 1 segundo.
- Un relé de máxima tensión monofásica (59) con disparo temporizable entre 0 y 1 segundo.
- Un relé de máxima-mínima frecuencia (81M/m), con unidad de mínima frecuencia ajustable entre 48 y 50 Hz, unidad de máxima frecuencia ajustable entre 50 y 51 Hz y temporización ajustable entre 0 y 1 segundo.

Estas protecciones correspondientes a la generación actuarán sobre los interruptores del transformador de **66 kV**.

3.16.3.- Protecciones de las celdas de 30 kV

Todas las funciones de protección del sistema de MT basadas en sobreintensidad estarán integradas dentro de las propias unidades de control de posición (UCP's) como conjunto único.

3.16.3.1.- Protecciones de línea de 30 kV

- Una protección de sobreintensidad de tres fases y neutro (50/51+50/51N) de característica inversa, con reenganchador incorporado **(79)**. Llevará incorporada la función de comprobación de bobinas de disparo y cierre.

3.16.3.2.- Protecciones de transformador de 30 kV

- Una protección de sobreintensidad de tres fases y neutro (50/51+50/51N) de característica inversa, con reenganchador incorporado **(79)**. Llevará incorporada la función de comprobación de bobinas de disparo y cierre. Dispondrá así mismo de la función oscilo.

3.17.- MEDIDA

3.17.1.- Medida de energía

Los requerimientos en cuanto a medida de energía para facturación habrán de ser acordados con la Compañía Distribuidora. Considerando el punto de entrega en el interruptor de **66 kV** se prevé el siguiente equipamiento por cada posición de transformador.

- Un contador combinado de activa/reactiva a cuatro hilos clase **0.2S** en activa y **0.5** en reactiva, bidireccional, con emisor de impulsos, $3 \times 110\sqrt{3}$ V y 3×1 A, simple tarifa y montaje empotrado, tipo ZMU.
- Un registrador de medidas para contador, tipo RMTi.

Para que se cumpla el Reglamento de Puntos de Medida, elaborado por la CSEN, es necesario integrar el contador combinado y el registrador en un único equipo contador-registrador.



3.17.2.- Resto de medidas

- La medida de las posiciones de todo el parque (incluido el sistema de **30 kV**) se integrará bien directamente (desde los T/i y T/t) bien a través de convertidor en las **UCP's**.
- Exclusivamente se utilizarán contadores externos al sistema de control integrado para las lecturas de energía activa y reactiva en las llegadas de transformador a las celdas de MT. Esta información se recogerá mediante pulsos en la **UCP** de transformador de MT.

En la tabla adjunta se indican las variables que se medirán en función de la posición:

Posición	V _{línea}	V _{barras}	A	P	Q	Wh	Warh
LINEA 66 kV	X		X	X	X		
TRANSFORMADOR 66 kV		X	X	X	X	X	X
TRANSFORMADOR 30 kV		X	X				
LINEA 30 kV			X				

3.18.- TELECONTROL Y COMUNICACIONES.

La instalación se explotará en régimen abandonado, por lo que se dotará a la Subestación de un sistema de Telecontrol, el cual se encargará de recoger las señales, alarmas y medidas de la instalación para su transmisión a los centros remotos de operación de la compañía explotadora del parque.

La información a transmitir será tratada y preparada por el sistema de control y la transmisión se realizará por vía telefónica o por vía radio. El tipo de comunicación se definirá en fases posteriores del proyecto.

Los equipos de comunicaciones a instalar se alimentarán desde una fuente conmutada con tensión de salida de 48 Vcc y que se instalará en uno de los armarios de la sala de control.

3.19.- ALUMBRADO.

La Subestación dispondrá de un sistema de alumbrado exterior y otro interior en el edificio con un nivel lumínico, en ambos casos, suficiente para poder efectuar las maniobras precisas, con el máximo de seguridad.

3.19.1.- Alumbrado exterior.

Para la iluminación exterior se montarán proyectores de aluminio anodizado, cerrados, que alojan lámparas de vapor de sodio alta presión, de 250 W.

Los proyectores se instalarán sobre soportes de altura inferior a 1 m, adecuadamente orientados, con el fin de facilitar las labores de mantenimiento.

El encendido de este alumbrado se produce manual o automáticamente por medio de un reloj programador instalado en el cuadro de servicios auxiliares, en el que irá montado el contactor y los fusibles que protegen el correspondiente circuito.

3.19.2.- Alumbrado interior

El alumbrado interior en el edificio de mando, control y celdas de **30 kV** se realizará con pantallas para tubos fluorescentes de 40 W que proporcionarán la iluminación exigida a cualquier necesidad.



Dentro del interior del edificio se instalará un sistema de alumbrado de emergencia, compuesto por lámparas de incandescencia y alimentado en corriente continua con posibilidad de doble ciclo de 15 minutos (uno automático y otro manual).

3.20.- SISTEMAS COMPLEMENTARIOS EN EL EDIFICIO.

El edificio de control de la Subestación irá equipado además con las siguientes instalaciones complementarias:

- Sistema de detección de humos en el edificio. La activación de este sistema emitirá una alarma que se transmitirá por telemando.
- Sistema de extinción de incendios con medios manuales.
- Sistema antiintrusos en el edificio mediante contactos de puerta y alarma, que también se transmitirá por telemando.
- Ventilación forzada y calefacción actuadas por termostato para las salas de control y celdas.

3.21.- INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA.

Se dotará a la subestación de una malla de tierra inferior enterrada a 0,60 m de profundidad, que permita reducir las tensiones de paso y de contacto a niveles admisibles, anulando el peligro de electrocución del personal que transite tanto por el interior como por el exterior de la instalación.

Todos los elementos metálicos de la instalación estarán unidos a la malla de tierras inferior, dando cumplimiento a las exigencias descritas en la MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad para Subestaciones.

Según lo establecido en el “Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación” en el apartado 6.1 de la MIE-RAT 13, se conectarán a las tierras de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pueden estarlo como consecuencia de averías, accidentes, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas. Por este motivo, se unirán a la malla de tierra:

- Los chasis y bastidores de los aparatos de maniobra.
- Los envoltentes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las puertas metálicas de los locales.
- Las vallas y cerramientos metálicos.
- La estructura metálica (columnas, soportes, pórticos, etc.)
- Los blindajes metálicos de los cables.
- Las tuberías y conductos metálicos.
- Las carcasas de transformadores, motores y otras máquinas.

Se conectarán directamente a tierra, sin uniones desmontables intermedias, los siguientes elementos, que se consideran puestas a tierra de servicio:

- Los neutros de transformadores de potencia y medida.
- El hilo de tierra de la línea aérea.



- Los elementos de derivación a tierra del seccionador de puesta a tierra.
- Las tomas de tierra de las autoválvulas para eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas.

Las conexiones previstas se fijarán a la estructura y carcasa del aparellaje mediante tornillos y grapas especiales de aleación de cobre, que permitan no superar la temperatura de 200°C en las uniones y que aseguren la permanencia de la unión. Se hará uso de soldaduras aluminotérmicas Cadweld de alto poder de fusión para las uniones bajo tierra, ya que sus propiedades son altamente resistentes a la corrosión galvánica.

Para el cálculo de la malla de tierra se tendrá en cuenta la intensidad de cortocircuito monofásico en el sistema de 66 kV de la subestación transformadora del Parque Eólico Puebla de Almenara considerada en el apartado 3.4.3 de esta memoria.

- Resistividad del terreno:.....130 $\Omega \cdot m$
- Intensidad total de cortocircuito monofásico.....3.709,5 A

Como resultado de los cálculos efectuados, la malla de tierra estará formada por una retícula de 4 m x 5 m, aproximadamente, y se realizará con conductor de cobre desnudo de una sección de 95 mm².

Todos los pararrayos de **66 kV** irán directamente conectados a tierra a través de una pica de puesta a tierra. También irán conectados a tierra por medio de una pica los pararrayos de **30 kV**.

En el plano nº 13 se presenta un plano con la malla de puesta a tierra prevista para esta instalación.

3.22.- OBRA CIVIL.

La obra civil para la construcción de la subestación transformadora del Parque Eólico Puebla de Almenara consistirá en líneas generales en:

3.22.1.- Explanación y acondicionamiento del terreno.

Se pretende explanar el terreno a una única cota. Los trabajos correspondientes comprenderán la retirada de la capa vegetal, excavación, relleno y compactado hasta la cota de explanación indicada.

El recinto interior irá acabado con una capa de grava de 10 cm de espesor.

3.22.2.- Cerramiento perimetral.

El cerramiento que delimitará el terreno destinado a alojar la Subestación estará formado por una malla metálica rematada en su parte superior con alambre de espino, fijado todo sobre postes metálicos de 48,3 mm de diámetro, colocados cada 2,50 m. La sujeción de los postes al suelo se realizará mediante dados de hormigón, rematándose el espacio entre dados con un bordillo prefabricado. El cerramiento así constituido tendrá una altura de 2,30 m sobre el terreno, cumpliendo la mínima reglamentaria establecida de 2,20 m.

Se instalará para el acceso a la Subestación dos puertas metálicas, una peatonal de una hoja y 1 m de anchura y otra para el acceso de vehículos de dos hojas y 6 m de anchura.



3.22.3.- Drenaje de aguas pluviales.

El drenaje de las aguas pluviales se realizará mediante una red de recogida formada por tuberías drenantes que canalizarán las mismas a través de un colector hasta el exterior de la Subestación, vertiendo en las cunetas próximas.

3.22.4.- Acceso y viales interiores

El acceso a la Subestación consiste en tomar el camino situado aproximadamente a 1 Km de Puebla de Almenara, de la carretera que une las localidades de Puebla de Almenara y Puebla de Almenara de Santiago y que nace en el lado derecho de la calzada en dirección a Puebla de Almenara. Este camino ya existente, nos lleva directamente a la ubicación de la subestación.

Se construirán los viales interiores necesarios para permitir el acceso de los equipos de transporte y mantenimiento requeridos para el montaje y conservación de los elementos de la Subestación.

3.22.5.- Edificio de celdas y control.

El edificio constará de una sola planta de 17,71 x 7,73 m y se distribuirá en tres salas principales.

Exteriormente el edificio irá rematado con una acera perimetral de 1,20 m de anchura.

Para el acceso exterior a las distintas salas se instalarán dos puertas metálicas de dimensiones adecuadas para el paso de los equipos a montar.

La hoja de planos nº 12, refleja la disposición adoptada para el edificio de control.

3.22.6.- Bancada de transformador.

Para la instalación del transformador de potencia se construirá una bancada, formada por una cimentación de apoyo, y una cubeta para recogida del aceite, que en caso de un hipotético derrame se canalizará hacia un depósito en el que quedará confinado.

3.22.7.- Cimentaciones

Se realizarán las cimentaciones necesarias para la sustentación del pórtico de amarre de la línea de **66 kV**, así como del aparellaje exterior de **66 y 30 kV**.

3.22.8.- Canalizaciones eléctricas.

Se construirán todas las canalizaciones eléctricas necesarias para el tendido de los correspondientes cables de potencia y control.

Estas canalizaciones estarán formadas por zanjás, arquetas y tubos, enlazando los distintos elementos de la instalación para su correcto control y funcionamiento.

Las zanjás se construirán con bloques de hormigón prefabricado, colocados sobre un relleno filtrante en el que se dispondrá un conjunto de tubos porosos que constituirán parte de la red de drenaje, a través de la cual se evacuará cualquier filtración manteniéndose las canalizaciones libres de agua.



4.- SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS.

4.1.- OBJETO

El objeto de este proyecto es proveer a la subestación y parque eólico de Puebla de Almenara un sistema que permita telemendarlo, actuar de forma remota desde el Centro de Operación y Control (COC) y adquirir información de todos los sistemas, básicamente:

- Parque eólico
- Subestación
- Sistema Meteorológico (torres meteorológicas)

4.2.- INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIONES

4.2.1.- Descripción general

La infraestructura de red de las instalaciones será básicamente Ethernet sobre fibra óptica y cable de cobre de cuatro pares trenzados, la conexión con el Centro de Operación y Control (COC), se realizará a través de una conexión a nuestra red, sobre la que se establecerá una VPN (Virtual Private Network).

4.2.2.- Características de la conexión al COC.

Es deseable que la conexión a la red pública (Internet) sobre la que se establecerá la VPN, tenga el mayor caudal y menor latencia posibles. Como guía a la hora de decidir que tipo de conexión se contrata de entre las disponibles se ha de tener en cuenta:

- En cualquier caso los requisitos mínimos de la conexión deberán ser superiores a un caudal de 1024/1024 Kbit/s y con una latencia media máxima de 100 milisegundos al COC, una vez que se establezca la VPN en su comportamiento normal sin incidencias.
- Caso de tratarse de una conexión asimétrica se primará la subida frente a la descarga, es decir, se garantizará una velocidad de subida mínima superior a la indicada en el párrafo anterior.
- Cuando se contrate la línea con el proveedor de servicios de telecomunicaciones/Internet se pedirá que las características de conexión antes señaladas estén garantizadas sobre el mínimo aceptable, es decir, que no solo se alcance la velocidad de conexión media contratada sino que además esta no descenderá de 1024/1024 Kbit/s en cualquier caso salvo incidencia.
- A pesar de lo dicho anteriormente y teniendo en cuenta la baja disponibilidad y variedad de ofertas en ubicaciones remotas, aisladas de las principales infraestructuras públicas de telecomunicaciones, se aceptará de forma provisional una conexión vía satélite cuya disponibilidad es universal, y que si bien puede suministrar el caudal mínimo exigido no puede en ningún caso satisfacer la demanda de baja latencia (inferior a 100 milisegundos de media) debido a la idiosincrasia de esta tecnología.
- Sobre la conexión a Internet se establecerá una conexión VPN entre la red del parque y la red del COC. Se establecerá mediante dispositivos hardware dedicados, no aceptándose soluciones vía software. Será una configuración *site to site* típica a través de dos dispositivos.

El sistema responderá de forma general al esquema siguiente.



4.3.- INFRAESTRUCTURA DE RED EN LAS TURBINAS

4.3.1.- Descripción general

Las turbinas que se instalarán en el parque serán de Gamesa, modelo G87, que según las especificaciones del fabricante, poseen un PLC o controlador de turbina con puerto de comunicaciones serie (RS232). La conexión lógica con los sistemas SCADA se establecerá conectando un conversor RS232- Ethernet a cada una de las turbinas y asignando un dirección IP diferente a cada uno de ellos, que permita identificar las turbinas de forma inequívoca.

La red que permitirá soportar y aprovechar esas características será una red basada en la pila de protocolos TCP/IP y el estándar Ethernet.

Para ello se dotará al parque eólico de conexiones Ethernet en cada turbina que permitirán conectar el controlador a la red interna del parque (LAN del parque).

El cableado entre turbinas y turbinas - subestación, se realizará con fibra óptica. El cableado entre dispositivos en el interior de los armarios de comunicaciones y en interior en general se realizará con cable de cobre de 4 pares trenzados.

La topología planteada para el parque eólico de Puebla de Almenara será en árbol donde el nodo central será la subestación.

Existirán tres nodos adicionales o subcentros situados en las turbinas AG04, AG09 y AG15. Al subcentro de la turbina AG04 se conectarán las turbinas AG01, AG02, AG03, AG05 y AG06, al subcentro de la turbina AG09 se conectarán las turbinas AG07, AG08, AG10 y AG11. Finalmente al subcentro de la turbina AG15 se conectarán las turbinas AG12, AG13, AG14, AG16 y AG17 se conectarán a la subestación.

Se utilizará cable de fibra óptica monomodo y multimodo, monomodo entre la subestación y las turbinas AG04, AG09 y AG16, y multimodo en el resto de casos, tal y como aparece descrito en los planos 7 y 8.



4.3.2.- Características del cable de fibra óptica

Las características que debe reunir el cable de fibra óptica tanto monomodo como multimodo son las siguientes:

- Uso exterior, cable con armadura dieléctrica.
- Totalmente dieléctrico, sin partes metálicas o conductoras.
- Resistente al fuego, no propagador de la llama, libre de halógenos y baja emisión de humos.
- Resistente a los roedores y antihumedad.
- Preferiblemente cable de estructura ajustada, cubierta plástica de 900 micrómetros de diámetro que rodea el recubrimiento de la fibra óptica, por ser más fácil de instalar y mantener (libre de gel).

4.3.3.- Instalación del cable

El cableado exterior de fibra óptica se colocará en la misma zanja que el cableado de media tensión de la red del parque, se depositará sobre lecho de arena junto a los cables de potencia y se recubrirá de arena antes de depositar sobre los cables la cinta de aviso. Se utilizarán arquetas en los cambios bruscos del terreno y en los cambios de dirección de la zanja.

En los aerogeneradores se dejará un margen de longitud de cable de 10 metros para permitir conexiones holgadas.

4.3.4.- Características de las fibras ópticas

- En el caso de las fibras monomodo se utilizarán fibras de 9/125 o 10/125 micrómetros con una atenuación máxima/típica de 0,5/0,4 dB/Km o inferior para las longitudes de onda de 1310 y 1550 nanómetros.
- En el caso de las fibras multimodo se utilizarán fibras de 50/125 o 62,5/125 micrómetros con una atenuación máxima/típica de 3,5/3 dB/Km o inferior para la longitud de onda de 850 nanómetros y 1,5/1 dB/Km o inferior para la longitud de onda de 1300 nanómetros.
- Se etiquetarán todas las fibras en ambas puntas con el número de fibra que corresponda.
- Las fusiones no provocarán una atenuación en el cable mayor de 0,2 dB y las fibras fusionadas se colocarán dentro de una caja completamente estanca (antihumedad) dentro de la arqueta.
- Se certificará la instalación y se entregará documentación sobre las pruebas efectuadas, incluyendo pruebas OTDR.
- Se cumplirá de forma general la siguiente normativa de referencia:
 - EN 50173:2002 Information technology – Generic cable systems.
 - ISO /IEC 11801:2002 Information technology — Generic cabling for customer premises.
 - TIA/EIA 568 B.3 Optical fiber cabling components standards.



- Se cumplirá de forma específica:
 - EN 60793-2-10 Multimode fibre optics estándar type 50/125 μm , 62,5/125 μm .
 - EN 60793-2-50 Singlemode fibre optic standard type 9/125 μm .
 - EN 60794-1-1 Optical fibre cables- Part 1-1:Generic specification.
 - EN 60794-3 Optical fibre cables- Part 3:Telecommunication cables.
 - EN 61280-4-2, Fibre optic communication subsystem basic test procedures – Part 4-2: Fibre optic cable plant.
 - EN 50346 Information technology – Cabling installations – Testing of installed cabling.
 - TIA/EIA TSB140 Additional guidelines for field testing length, loss and polarity of optical fiber.
- Caso de encontrarse alguna contradicción en la normativa tendrán preeminencia las normas EN frente a las ISO o EIA/TIA por ser normas de ámbito de aplicación europeo, sin embargo dada la importancia de los estándares de la EIA/TIA en el mercado de las telecomunicaciones, servirán como referencia y se han de observar donde no exista contradicción con las normas EN.

4.3.5.- Armario de comunicaciones en las turbinas

4.3.5.1.- Turbinas que no alojan un subcentro

Los dispositivos de comunicaciones en turbina se colocarán en un armario que bien puede ser el armario que viene de serie con la máquina y que normalmente aloja el controlador, o bien en un armario que se escogerá en función del espacio disponible y que en cualquier caso debe cumplir los siguientes requisitos:

- Armario rack 19”, 9 U altura como mínimo, montaje mural o sobre suelo. Normas rack estándar EIA 310-D y [IEC 60297](#).
- Grado protección IP 54 según norma UNE-20324.
- Una (1) bandeja para instalación de equipos sin carcasa en rack.
- Una (1) unidad de ventilación con capacidad suficiente para enfriar la temperatura de los equipos alojados en el armario, activación por termostato.
- Una (1) resistencia anticondensación activa por termostato.
- El armario deberá instalarse en una ubicación que deje libre 50 cm, como mínimo, por un lateral que será desmontable en el armario para acceder al interior del mismo.
- El armario y todos los equipos alojados en él estarán protegidos contra contactos indirectos mediante conductor de protección que los unirá a la red de tierra de la turbina. Se seguirán las indicaciones de la ITC-18 y la ITC-24 del Reglamento Electrotécnico para Baja tensión y para calcular la sección de los conductores se utilizará la tabla 2 de la Norma UNE-20640-5-54.

Elementos alojados en el armario de comunicaciones:

- Una (1) bandeja de fibra con panel de conexiones 19” montaje en rack o mural, donde se conectarán los cables de fibra que lleguen a cada turbina.



- Proporcionará conexiones SC o ST hembra, deberán permitir la colocación de 6 fibras como mínimo.
- En todo caso una vez elegido el tipo de conector para fibra óptica se usará siempre el mismo en todas las instalaciones del parque.
- Se recomienda utilizar como mínimo cajas equivalentes a los siguientes modelos comerciales:
 - Caja Corning 19”
 - WIC-012 SIECOR
- Se suministrarán latiguillos ST-ST o SC-SC que permitirán la conexión desde el conector de la bandeja de fibras al convertidor o switch, la atenuación máxima por latiguillo será de 1 dB.
- Un (1) switch que proporcione un mínimo de 4 bocas Ethernet 100 BaseTX con conector RJ45 y que cumplirá los siguientes requisitos.
 - Autonegociación de velocidad de conexión 10/100 Mb/s para las bocas RJ45.
 - Es deseable que el mismo switch actúe como convertidor de medios fibra óptica – cable cobre, es decir que tenga también dos conectores SC o ST para fibra óptica, Ethernet 100 Base FX.
 - Caso de escoger un modelo de switch que no incluya el convertidor, este se instalará aparte para poder conectar la fibra óptica multimodo que provenga de cada subcentro.
 - Los equipos cumplirán con el estándar IEEE 802.3.
 - Un modelo de switch que cumple con estas especificaciones es el DES 1008F de D-LINK, con 7 puertos RJ45 y 2 conectores SC para fibra multimodo.
- Se utilizará un convertidor RS232-Ethernet, MOXA Nport5110 o similar, para conectar el controlador o PLC de turbina a nuestra red y que permitirá establecer la conexión lógica con el SCADA de turbinas.
- Se probará y se certificará todo el cableado, tanto de cobre como de fibra óptica, asimismo se entregará documentación sobre las pruebas efectuadas.
- Se etiquetarán todos los cables, patchcords o latiguillos tanto de fibra óptica como de cobre, incluyendo los que se queden en reserva.
- Se entregará la documentación original del fabricante de todos los equipos y las garantías cuando sea de aplicación.
- Todo los elementos de cableado deben cumplir las normas EIA/TIA 568B, ISO/IEC 11801:2002 y EN 50173:2002.
- Los pines de los conectores de red RJ45 machos y hembras deben ordenarse según la norma EIA/TIA 568A.

El esquema descriptivo para este caso es el siguiente:



4.3.5.2.- Turbinas que alojan un subcentro

Las turbinas que alojan un subcentro se convierten en uno de los nodos de comunicaciones del parque, donde se agrupan varias turbinas.

En este caso concreto los equipos de comunicaciones se colocarán en un armario que se escogerá en función del espacio disponible y que en cualquier caso debe cumplir los siguientes requisitos:

- Armario rack 19", 24 U altura como mínimo, montaje mural o sobre suelo. Normas rack estándar EIA 310-D y [IEC 60297](#).
- Grado protección IP 54 según norma UNE-20324.
- Una (1) bandeja para instalación de equipos sin carcasa en rack.
- Una (1) unidad de ventilación con capacidad suficiente para enfriar la temperatura de los equipos alojados en el armario, activación por termostato.
- Una (1) resistencia anticondensación activa por termostato.
- El armario deberá instalarse en una ubicación que deje libre 50 cm, como mínimo, por un lateral que será desmontable en el armario para acceder al interior del mismo.
- El armario y todos los equipos alojados en él estarán protegidos contra contactos indirectos mediante conductor de protección que los unirá a la red de tierra de la turbina. Se seguirán las indicaciones de la ITC-18 y la ITC-24 del Reglamento Electrotécnico para Baja tensión y para calcular la sección de los conductores se utilizará la tabla 2 de la Norma UNE-20640-5-54.

Elementos alojados en el armario de comunicaciones:

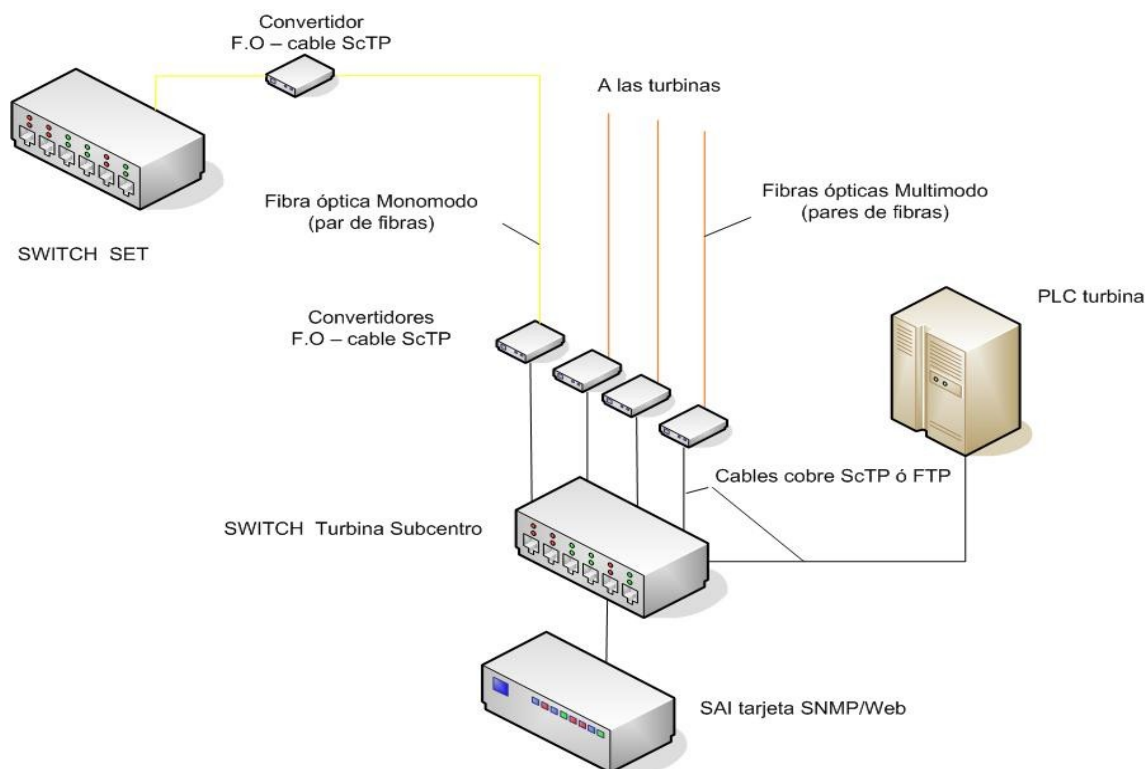
- Dos (2) bandejas de fibra con panel de conexiones 19" montaje en rack, donde se conectarán los cables de fibra que lleguen a cada turbina.
 - Se utilizará una bandeja para las conexiones de fibra monomodo y otra para las multimodo.
 - Proporcionarán conexiones SC o ST hembra. Deberán permitir la colocación de 12 fibras como mínimo.
 - En todo caso una vez elegido el tipo de conector para fibra óptica se usará siempre el mismo en todas las instalaciones del parque.
 - Se recomienda utilizar como mínimo cajas equivalentes a los siguientes modelos comerciales: caja Corning 19"
 - Se suministrarán latiguillos ST-ST o SC-SC que permitirán la conexión desde el conector de la bandeja de fibras al convertidor o switch, la atenuación máxima total por latiguillo será de 1 dB.
- Un (1) switch para montaje en rack con 12 bocas Ethernet 100 BaseTX con conector RJ45 como mínimo y que cumplirá los siguientes requisitos.
 - Autonegociación de velocidad de conexión 10/100 Mbits. A estas bocas se conectarán los convertidores F.O. – cable de cobre que permiten la conexión entre el subcentro y la subestación y el subcentro y las turbinas que se conectan a él.
 - Este switch actuará como nodo de comunicaciones para la subred que forman las turbinas conectadas.



- El switch será gestionable y soportará acceso remoto vía TELNET y acceso Web, también soportará el protocolo SNMP.
- El equipo cumplirá con el estándar IEEE 802.3.
- Un modelo de switch que cumple con estas características es el DES 3828 de D-LINK, con 24 puertos.
- Un (1) bastidor para montaje en rack de los convertidores F.O-cable de cobre, que cumplirá con los siguientes requisitos.
 - Fuente de alimentación propia entrada a 230V AC.
 - Montaje en caliente de convertidores F.O. – cable de cobre 100 BaseTX-100 BaseFX tanto monomodo como multimodo.
 - El bastidor debe escogerse en función de la marca y modelo de los convertidores escogidos, en el caso de utilizar los convertidores de fibra óptica propuestos en este proyecto, se utilizará el bastidor modelo DMC 1000 de la marca D-LINK.
- Un (1) convertidor F.O – cable de cobre para conexión de fibra monomodo, que conectará el subcentro con el nodo central de la red del parque, la subestación.
 - Este equipo cumplirá con la norma IEEE 802.3 para conversión 100 BaseTX – 100 BaseFX.
 - Autonegociación de velocidad de conexión 10/100 Mbits para la boca RJ45.
 - Un modelo de convertidor que cumple con estas especificaciones es el DMC 515SC de D-LINK, con un puerto RJ45 y 2 conectores SC para fibra monomodo.
- Convertidores F.O – cable de cobre para conexión de fibra multimodo en igual número que turbinas tenga el subcentro, que conectarán el subcentro con las turbinas correspondientes.
 - Este equipo cumplirá con la norma IEEE 802.3 para conversión 100 BaseTX – 100 BaseFX.
 - Autonegociación de velocidad de conexión 10/100 Mbits para la boca RJ45.
 - Un modelo de convertidor que cumple con estas especificaciones es el DMC 300SC de D-LINK, con un puerto RJ45 y 2 conectores SC para fibra multimodo.
- Se utilizará un convertidor RS232-Ethernet, MOXA Nport5110 o similar, para conectar el controlador o PLC de turbina a nuestra red y que permitirá establecer la conexión lógica con el SCADA de turbinas.
- Se instalará un SAI o UPS para montaje en rack 19”, debe dimensionarse para:
 - Garantizar la alimentación segura de los equipos conectados en el armario, servirá como filtro contra sobretensiones y problemas eléctricos en la red de baja tensión de la turbina
 - Suministrar la potencia demandada por los equipos conectados.
 - Proporcionará autonomía suficiente para mantener los equipos encendidos durante 30 minutos al menos, lo cual se considera suficiente para las intervenciones de mantenimiento que pueden abrir el circuito de baja tensión en la turbina (reseteos, etc), y que permitirán la normal operación del resto de turbinas conectadas al subcentro.

- Un modelo comercial que reúne unas características similares a las demandadas es el APC Smart-UPS 2200VA USB & Serial RM 2U 230V.
- Se probará y se certificará todo el cableado, tanto de cobre como de fibra óptica, asimismo se entregará documentación sobre las pruebas efectuadas.
- Se etiquetarán todos los cables, patchcords o latiguillos tanto de fibra óptica como de cobre, incluyendo los que se queden en reserva.
- Se entregará la documentación original del fabricante de todos los equipos y las garantías cuando sea de aplicación.
- Todo los elementos de cableado deben cumplir las normas EIA/TIA 568B, ISO/IEC 11801:2002 y EN 50173:2002.
- Los pins de los conectores de red RJ45 machos y hembras deben ordenarse según la norma EIA/TIA 568A.

El esquema descriptivo para el caso de turbina con subcentro es el siguiente:





4.4.- INFRAESTRUCTURA DE RED EN LA SUBESTACIÓN

La subestación ejercerá como nodo principal de comunicaciones de toda la red del parque, asimismo será el lugar donde se enlazará con el Centro de Operación y Control (COC).

La red de la subestación estará formada básicamente por un armario donde se alojarán todos los equipos de comunicaciones y el cableado que permitirá conexionar los distintos elementos (PCs de sistemas SCADA y otros equipos que formen parte del sistema).

Al ser una red Ethernet el switch que se aloja en el armario de la subestación actuará como nodo para la red del parque y para todos los equipos y tomas de red que se instalen en la subestación.

El esquema general donde aparecen todos los elementos que conforman el sistema de monitorización y control del parque es el siguiente.

4.4.1.- Armario de comunicaciones

El armario de comunicaciones es donde se alojarán todos los equipos que forman la red de comunicaciones de la subestación.

Las características del armario serán las siguientes:

- Armario rack 19", 42 U altura. Normas rack estándar EIA 310-D y [IEC 60297](#).
- Dimensiones 2000x600x1000 mm o similar.
- Grado protección IP 54 según norma UNE-20324.
- Dos (2) bandejas para instalación de equipos sin carcasa en rack.
- Una (1) unidad de ventilación con capacidad suficiente para enfriar la temperatura de los equipos alojados en el armario, activación por termostato.
- Una (1) resistencia anticondensación activa por termostato.
- El armario deberá instalarse en una ubicación que deje libre 50 cm, como mínimo, por un lateral que será desmontable en el armario para acceder al interior del mismo.
- El armario y todos los equipos alojados en él estarán protegidos contra contactos indirectos mediante conductor de protección que los unirá a la red de tierra de la instalación de baja tensión. Se seguirán las indicaciones de la ITC-18 y la ITC-24 del Reglamento Electrotécnico para Baja tensión y para calcular la sección de los conductores se utilizará la tabla 2 de la Norma UNE-20640-5-54.

Dentro del armario se albergarán los siguientes dispositivos que se utilizarán para ampliar la instalación existente y dar soporte al nuevo parque:

- Dos (2) bandejas de fibra con panel de conexiones 19" montaje en rack, donde se conectarán los cables de fibra que lleguen a cada turbina.
 - Se utilizará una bandeja para las conexiones de fibra monomodo y otra para las multimodo.
 - Proporcionarán conexiones SC o ST hembra. En todo caso una vez elegido el tipo de conector para fibra óptica se usará siempre el mismo en todas las instalaciones del parque.
 - Deberán permitir la colocación de 24 fibras como mínimo cada una.



- Se recomienda utilizar como mínimo cajas equivalentes a los siguientes modelos comerciales:
 - Caja Corning 19”
- Se suministrarán latiguillos ST-ST o SC-SC que permitirán la conexión desde el conector de la bandeja de fibras al convertidor o switch, la atenuación máxima total por latiguillo será de 1 DB.
- Un (1) switch para montaje en rack como mínimo con 12 bocas Ethernet 100 BaseTX con conector RJ45, cumplirá con los siguientes requisitos.
 - Autonegociación de velocidad de conexión 10/100 Mbits. A estas bocas se conectarán los convertidores F.O. – cable de cobre que permiten la conexión entre la subestación y los subcentros.
 - El switch será gestionable y soportará acceso remoto vía TELNET y acceso Web, también soportará el protocolo SNMP.
 - El equipo cumplirá con el estándar IEEE 802.3.
 - Un modelo de switch que cumple con estas características es el DES 3828 D-LINK, con 24 puertos.
- Un (1) bastidor para montaje en rack de los conversores F.O-cable de cobre, que cumplirá con los siguientes requisitos.
 - Fuente de alimentación propia entrada a 230V AC.
 - Montaje en caliente de convertidores F.O. – cable de cobre 100 BaseTX-100 BaseFX tanto monomodo como multimodo.
 - El bastidor debe escogerse en función de la marca y modelo de los conversores escogidos, en el caso de utilizar los conversores de fibra óptica propuestos en este proyecto, se utilizará el bastidor modelo DMC 1000 de la marca D-LINK.
- Tres (3) convertidores F.O – cable de cobre para conexión de fibra monomodo, que conectarán la subestación con los tres subcentros de la red del parque.
 - Este equipo cumplirá con la norma IEEE 802.3 para conversión 100 BaseTX – 100 BaseFX.
 - Autonegociación de velocidad de conexión 10/100 Mbits para la boca RJ45.
 - Un modelo de convertidor que cumple con estas especificaciones es el DMC 515SC de D-LINK, con un puerto RJ45 y 2 conectores SC para fibra monomodo.
- Un (1) módem para lectura de contadores que deberá ser en general un módem GSM, y tener características similares al MDU G Dif de ZIV con 5 puertos RS232 traseros y 1 frontal, es decir:
 - A ser posible tendrá al menos igual o superior número de puertos que de contadores haya en la instalación.
 - Comportarse al mismo tiempo como módem y también poder hacerlo en modo difusor, en este modo de funcionamiento el módem se comporta de forma transparente y cualquier dispositivo DTE que se conecte en su puerto frontal tendrá acceso directo a los puertos traseros.



- Aunque las últimas versiones del estándar EIA/TIA RS232 admiten distancias de cable de hasta 50 metros en función de su impedancia y de la velocidad de transmisión de datos que se utilice, en este proyecto nos ceñiremos a la versión RS232C del estándar que limita distancias de cableado inferiores a 15 metros. Esto implica que caso de hallarse los equipos a conectar (contadores) a una distancia que implique un cableado de mayor longitud, se acercará el módem a estos equipos instalándolo en el propio armario de contadores o en armario adyacente.
- En función de la cobertura existente en la zona mediante pruebas y mediciones, se definirá la necesidad de instalar una antena GSM directiva o no. Caso de ser necesaria su instalación se escogerá un modelo de características adecuadas, típicamente una antena modelo yagi, para la recepción de frecuencias GSM, en las bandas de 900, 1800 y 1900 Mhz.
- El cableado desde la antena hasta el módem se realizará con cable de bajas pérdidas y con la menor longitud posible.
- Un (1) convertidor RS232/422/485-Ethernet tipo Moxa 5450, en principio utilizaremos los puertos de la siguiente manera:
 - Uno para conectar al puerto frontal del módem.
 - Uno para conectar a la RTU de la subestación cuando esta tenga salida serie, normalmente asociada al estándar IEC 60870-5-101, caso de que la RTU se base en otro protocolo no se utilizará con ese fin.
 - Aunque las últimas versiones del estándar EIA/TIA RS232 admiten distancias de cable de hasta 50 metros en función de su impedancia y de la velocidad de transmisión de datos que se utilice, en este proyecto nos ceñiremos a la versión RS232C del estándar que limita distancias de cableado inferiores a 15 metros. Esto implica que caso de hallarse el equipo a conectar (módem GSM y RTU) a una distancia que implique un cableado de mayor longitud, se acercará el MOXA a estos equipos instalándolo en el propio armario de contadores o en armario adyacente.
- Se instalará un SAI o UPS para montaje en rack 19”, debe dimensionarse para:
 - Garantizar la alimentación segura de los equipos conectados en el armario, servirá como filtro contra sobretensiones y problemas eléctricos en la red de baja tensión de la turbina
 - Suministrar la potencia demandada por los equipos conectados.
 - Proporcionará autonomía suficiente para mantener los equipos encendidos durante 10 minutos al menos, lo cual se considera suficiente para la entrada en funcionamiento del grupo electrógeno.
 - Un modelo comercial que cumpliría los requisitos solicitados sería por ejemplo el APC Smart-UPS 3000VA RM 5U 230V de American Power Conversion.
- Todo el cableado necesario tanto en fibra como en cable de cobre para conexión de los distintos elementos, y todos los elementos de sujeción para colocar y ordenar el cableado.
- Todos los equipos (excepto los equipos de ventilación/calefacción y alumbrado del armario) irán conectados directamente a las tomas del SAI o bien mediante repartidores intermedios si las tomas en el SAI resultan insuficientes.



- Dentro del armario dispondremos un grupo de tomas a 230 V AC de alimentación, que enlazarán directamente en el cuadro de servicios auxiliares. Desde estas tomas alimentaremos los equipos de ventilación/calefacción y alumbrado del armario.
- Se probará y se certificará todo el cableado, tanto de cobre como de fibra óptica, asimismo se entregará documentación sobre las pruebas efectuadas.
- Se etiquetarán todos los cables, patchcords o latiguillos tanto de fibra óptica como de cobre, incluyendo los que se queden en reserva.
- Se entregará la documentación original del fabricante de todos los equipos y las garantías cuando sea de aplicación.
- Los pins de los conectores de red RJ45 machos y hembras deben ordenarse según la norma EIA/TIA 568A.

Tanto el switch como los convertidores y en general todos los equipos que forman la red o que sean susceptibles de conectarse a ella deben cumplir con el estándar IEEE 802.3 y sus variantes más recientes tanto en cable de cobre como en fibra óptica.

4.4.2.- Cableado y tomas de red en la subestación

- Se distribuirán al menos ocho tomas para conector RJ45 a lo largo de la subestación (ampliación de las ya existentes) repartidas preferiblemente en cuatro grupos de dos. La colocación de las tomas se realizará teniendo en cuenta la utilización, p.ej. scada de turbinas, usos de oficina y otros.
- El cableado se realizará con cable UTP cat 5e como mínimo aunque se recomienda la utilización de UTP cat 6, si se cree que pueden existir problemas de ruido eléctrico por cercanía de equipos de alta tensión como celdas de maniobra u otros equipos se utilizará cable FTP o ScTP (blindados), en casos extremos cuando las distancias sean más largas y se tenga que cruzar bajo o muy cerca de elementos en alta tensión se utilizará fibra óptica multimodo y sus correspondientes convertidores.
- El cableado se llevará bajo zanja o suelo técnico de la subestación, y en las paredes y tabiques con canaleta para tener un mejor acceso al cableado, sustituirlo, ampliarlo y manipularlo. En ningún caso se compartirán las canalizaciones para cableado de datos y cableado de la instalación en baja tensión.
- Ningún cable desde el switch hasta cualquiera de las tomas tendrá más de 90 metros de largo y el tamaño de los patchcords o latiguillos a cada equipo no excederá de 3 metros. Siempre se cumplirá que desde la boca del switch hasta el equipo conectado la longitud de cable empleado no excederá de 100 metros.
- Los pins de los conectores de red RJ45 machos y hembras deben ordenarse según la norma EIA/TIA 568A.
- Los zocalos para colocación de las tomas (rosetas) serán de montaje superficial para atornillar sobre pared. Como alternativa el cableado también puede discurrir bajo tubo empotrado en pared. A este respecto se seguirán las indicaciones de la norma EN 50174 sobre cableado y las indicaciones de las normas EN 50173:2002, ISO/IEC 11801:2002 y la más conocida EIA/TIA 568B sobre cableado estructurado.
- Se colocarán 4 tomas de alimentación 230 V AC que vendrán directamente del SAI y se etiquetarán como tomas de alimentación seguras, preferiblemente serán de color rojo. Es conveniente disponerlas junto a las rosetas de conexión a la red de datos porque serán

estos equipos los únicos que recibirán alimentación a través del SAI, (p.e. PC's SCADA, PC's oficina, etc).

4.5.- SISTEMA METEOROLÓGICO

4.5.1.- Descripción general

En las torres meteorológicas habitualmente se utilizan dataloggers Symmetron (Stylitis S40 o S100), en todo caso la interfaz de comunicación de estos modelos es serie (RS232).

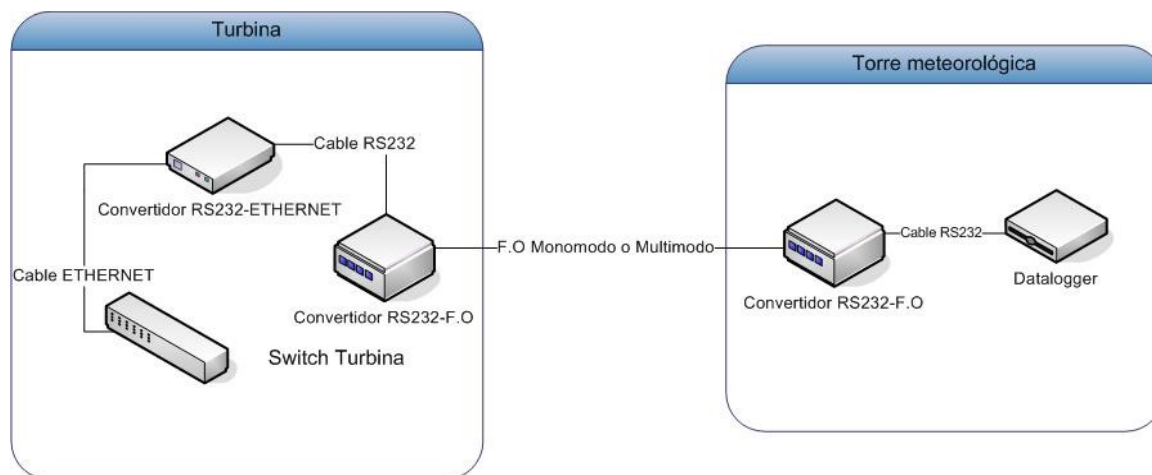
No se deben manipular salvo orden contraria los equipos de la torre de medición ya que solo son accesibles para empresas consultoras externas, se esperará normalmente a que se de aviso, para terminar la instalación y conexión de los equipos, normalmente tras el test de aceptación del parque.

Una vez que sea posible acceder a los equipos y teniendo en cuenta que en las turbinas tendremos una red Ethernet, conectar la torre meteorológica a la red del parque será muy sencillo con el hardware adecuado.

Una de las configuraciones posibles es la siguiente:

Conectar un convertidor serie-F.O a la interfaz serie del datalogger, en la turbina más cercana se utilizará otro convertidor F.O-serie y estos dos dispositivos se conectarán en los extremos de la línea de fibra que une la torre meteorológica con la turbina, posteriormente en la turbina se utilizará un convertidor serie-Ethernet para conectarlo a la red de turbinas.

El esquema descriptivo sería el siguiente:



4.6.- SOFTWARE Y EQUIPOS DE MONITORIZACIÓN

4.6.1.- Descripción general

El software de monitorización permite supervisar, analizar y acumular los datos para su posterior explotación, proporcionados por los distintos sistemas que conforman el parque eólico.

En todos los casos permitirá controlar y operar las instalaciones tanto a nivel local desde el edificio de control de parque, como a nivel remoto desde el Centro de Operación y Control (COC) así como la interconexión con las distintas entidades externas, normalmente compañías



eléctricas y operadores del sistema, que tengan las prerrogativas para intervenir en las instalaciones de forma directa.

En este sentido se prestará especial atención a los siguientes documentos:

- Real Decreto 1454/2005.
- Procedimiento de Operación 3. 7 de Red Eléctrica de España (REE).
- Especificaciones funcionales para el sistema de control del Centro de Control interlocutor del CECRE de Red Eléctrica de España (REE).
- Especificaciones funcionales del sistema de control de parque eólico para el control de potencia directo desde el CECRE de Red Eléctrica de España (REE).

Se proporcionará software que permita integrar de la forma más sencilla posible el control y adquisición de datos de las instalaciones en el sistema ya existente en el COC. Este software permitirá la supervisión directa desde el SCADA de segundo nivel ya existente y no obligará a la instalación de un nuevo SCADA o cliente distinto para cada instalación nueva que se comience a supervisar.

Este software consistirá en varios servidores OPC (Ole for Process Control), normalmente uno por cada subsistema que forma la entidad parque eólico, y un sistema de recogida de datos de todos los subsistemas, a saber:

- Parque eólico (turbinas).
- Subestación o estación de seccionamiento.
- Sistema meteorológico.

Los equipos de monitorización por su parte, serán básicamente PC's que darán soporte físico-lógico a los distintos componentes de software.

4.6.2.- UCC

La UCC o Unidad Central de Comunicaciones se encarga de centralizar y dar soporte a distintos servicios de software que conforman parte del telemando y sistema de adquisición de datos de las instalaciones del parque eólico. Básicamente es un PC de las características adecuadas para correr estos servicios.

Se suministrará un equipo que consistirá en un PC tipo servidor para montaje en rack 19" con unas características medias de mercado en cuanto a elementos componentes (procesador, memoria ram, capacidad de disco duro, etc). Este equipo se instalará en el armario de comunicaciones de la subestación o edificio de control. Se dotará de una unidad de consola monitor-teclado abatible y que ocupe poco espacio en el armario de comunicaciones.

Este equipo dará soporte físico-lógico a los distintos Servidores OPC que lo necesiten, habitualmente el servidor OPC de subestación y el servidor OPC del sistema meteorológico.

También dará soporte a la instalación de un PI SDK y una interfaz PI. El PI SDK instala las librerías y componentes de software que permiten instalar las interfaces PI y también permitiría desarrollar software que interactúe con el sistema PI en general. La interfaz PI será la encargada de comunicarse con los distintos servidores OPC instalados en el mismo equipo o en la red del parque, será la encargada de gestionar los datos recibidos enviándolos al servidor PI del COC o bien acumulando datos en un buffer local cuando la comunicación entre el parque y el COC sea deficiente. PI es un producto de OSISoft TM y su instalación y configuración correrá a cargo del departamento de Integración de Sistemas y Desarrollo de LA EMPRESA



El sistema operativo será la versión de Windows más reciente en la corran con todas sus funcionalidades tanto los servidores OPC como la interfaz PI. Se consultará a LA EMPRESA al respecto para escoger dentro de las posibilidades existentes.

Se consultará al departamento de Integración de Sistemas y Desarrollo de LA EMPRESA para la configuración tanto de red como de usuarios, COM/DCOM etc de la UCC.

4.6.3.- Software y equipos de monitorización del parque eólico

Aquí se hace referencia a las turbinas exclusivamente, no a todas las instalaciones de la entidad parque eólico en su conjunto.

El fabricante de las turbinas (normalmente) o una empresa designada por ellos proporcionarán un sistema que permita telemandar, supervisar y adquirir datos de todas las turbinas del parque.

El fabricante suministrará en todos los casos un sistema que permita la monitorización y a ser posible la acumulación de datos en modo local, es decir desde el edificio de control del parque eólico.

El fabricante proporcionará este conjunto y se encargará de su instalación y puesta en marcha. El software de este sistema puede ser un cliente OPC que tome los datos del servidor OPC que corre en el mismo o en otro equipo.

Se suministrará por parte del fabricante de las turbinas o una empresa designada por ellos, un software que actúe como servidor OPC para poder obtener todos los datos necesarios e intervenir directamente en las turbinas desde el COC.

- Este software cumplirá en cualquier caso con el estándar OPC DA 2.05. La configuración del servidor OPC se realizará de tal manera que las variables proporcionadas se ajusten a este estándar. En caso de que esto no sea posible se consultará con los responsables de LA EMPRESA para llegar a un acuerdo en los protocolos a utilizar y la forma de hacerlo.
- Es deseable que soporte además los estándares:
 - OPC DA 3.0.
 - OPC AE 1.10.
 - OPC XMLDA 1.01.
 - El servidor OPC será compatible hacia abajo dentro de cada familia del estándar, es decir que si soporta por ejemplo el estándar OPC DA 3.0, debe soportar también el estándar OPC DA 2.05.
- El fabricante o proveedor realizará la configuración de este software de tal forma que permita el control de todas las variables o parámetros de las turbinas, al menos los mismos que se puedan obtener desde el sistema de telemando local. En cualquier caso permitirá el control de la potencia activa del conjunto de turbinas y la potencia reactiva cuando el modelo de máquina lo permita, junto con todos los comandos posibles para maniobrar las turbinas.
- El fabricante suministrará toda la información necesaria para tener acceso remoto al servidor OPC en el equipo donde se haya instalado, específicamente se suministrará un manual de uso en el que figurarán además los parámetros para la correcta configuración de permisos necesarios, usuarios y COM/DCOM.



- El fabricante se encargará de la instalación y la puesta en marcha del servidor OPC, se suministrará soporte físico para la instalación del software. Habitualmente se instalará el servidor OPC en el mismo PC que de soporte a la monitorización local.
- El fabricante suministrará toda la información que atañe a la integración de los servidores OPC, y en cualquier caso:
 - Nombre completo del servidor OPC.
 - Listado completo de variables.
 - Nombre completo de las variables, tipo y grupo al que pertenecen.
 - Descripción detallada que permita establecer de forma inequívoca la relación entre la variable y el sistema físico (turbina).
 - Fondos de escala (rango) de las variables analógicas
 - Tipo de lógica empleada para las entradas digitales (booleanas), se especificará si utiliza lógica directa o inversa.
 - Se aclarará si las variables son de lectura, escritura o lectura/escritura.

4.6.4.- Software y equipos de monitorización de la subestación

Aquí se hace referencia al software que permite interactuar y obtener datos de los sistemas de control, habitualmente PLCs o RTUs que supervisan y controlan el funcionamiento de las instalaciones que realizan la interconexión de la red de evacuación de energía del parque eólico con la red de transporte o distribución.

El fabricante o instalador o una empresa designada por ellos proporcionarán un sistema que permita telemandar, supervisar y adquirir datos del sistema.

El fabricante o instalador proporcionará un sistema que permita controlar la subestación de manera local y se encargará de su instalación y puesta en marcha. Este equipo y su software pueden consistir en una solución tipo Front Panel suministrada por el fabricante de la RTU, que se integre con ella y que simplemente proporcione una HMI o interfaz humana para interactuar con el sistema.

El modelo de RTU utilizada dispondrá de algún medio físico o interfaz para interactuar con otros sistemas de tal forma que se puedan controlar los elementos actuadores gobernados por ella y obtener los datos que pueda proporcionar.

Estas interfaces deben ser serie (RS232 o RS485) o Ethernet (IEEE 802.3) para cable de cobre con conector RJ45 10BaseT, 100BaseTX o 1000BaseT.

En cualquier caso permitirá la conexión entre la RTU y la UCC o equipo similar con la menor cantidad posible de adaptaciones y componentes.

El protocolo de comunicación estará basado en los estándares 60870-5-101 o 60870-5-104 u otros comúnmente aceptados y que estén especialmente indicados para la gestión y control de instalaciones generadoras y de transporte de energía eléctrica.

Se suministrará por parte del fabricante o instalador o una empresa designada por ellos, un software que actúe como servidor OPC para poder obtener todos los datos necesarios e intervenir directamente en las instalaciones desde el COC.

- Este software cumplirá en cualquier caso con el estándar OPC DA 2.05. La configuración del servidor OPC se realizará de tal manera que las variables



proporcionadas se ajusten a este estándar. En caso de que esto no sea posible se consultará con los responsables de LA EMPRESA para llegar a un acuerdo en los protocolos a utilizar y la forma de hacerlo.

- Es deseable que soporte además los estándares:
 - OPC DA 3.0.
 - OPC AE 1.10.
 - OPC XMLDA 1.01.
 - El servidor OPC será compatible hacia abajo dentro de cada familia del estándar, es decir que si soporta por ejemplo el estándar OPC DA 3.0, debe soportar también el estándar OPC DA 2.05.
- El fabricante o proveedor realizará la configuración de este software de tal forma que permita el control de todas las variables o parámetros de las instalaciones, al menos los mismos que se puedan obtener desde el sistema de telemando local. En cualquier caso permitirá la operación remota de todos los elementos actuadores (interruptores y seccionadores) en las líneas de media y alta tensión así como recibir información sobre los mismos.
- El fabricante suministrará un manual de uso y toda la información necesaria para tener acceso remoto al servidor OPC en el equipo donde se haya instalado, específicamente se suministrará un manual para la correcta configuración de permisos necesarios, usuarios y COM/DCOM.
- El fabricante se encargará de la instalación y la puesta en marcha del servidor OPC. Habitualmente se instalará el servidor OPC en la UCC.
- Se cumplirán específicamente las demandas de REE para los equipos automáticos de control de potencia en parques eólicos, en concreto se suministrarán las siguientes variables:
 - Potencia activa total del parque.
 - Potencia reactiva total del parque.
 - Estado de la conexión con la red de distribución o transporte.
 - Medida de tensión en el lado de alta del transformador de potencia del parque.
- El fabricante suministrará toda la información que atañe a la integración de los servidores OPC, y en cualquier caso:
 - Nombre completo del servidor OPC
 - Listado completo de variables.
 - Nombre completo de las variables, tipo y grupo al que pertenecen.
 - Descripción detallada que permita establecer de forma inequívoca la relación entre la variable y el sistema físico (parte componente de la subestación).
 - Fondos de escala (rango) de las variables analógicas
 - Tipo de lógica empleada para las entradas digitales, se especificará si utiliza lógica directa o inversa.
 - Se aclarará si las variables son de lectura, escritura o lectura/escritura.



4.6.5.- Software y equipos de monitorización del sistema meteorológico

Aquí se hace referencia al software que permite obtener datos del sistema de adquisición de datos meteorológicos.

Los datos de las torres meteorológicas son recopilados por un dispositivo denominado datalogger, tarjeta de adquisición de datos o similar.

Este dispositivo dispondrá de algún medio físico o interfaz para interactuar con otros sistemas de tal forma que se puedan obtener los datos que pueda proporcionar.

Estas interfaces deben ser serie (RS232 o RS485), de tal forma que permita la posibilidad de descarga de datos asíncrona mediante módem telefónico o bien mediante un convertidor, la señal será encapsulada mediante TCP/IP y los datos podrán ser recopilados de forma síncrona en tiempo real en la UCC. En cualquier caso permitirá la conexión entre el datalogger y la UCC o equipo similar con la menor cantidad posible de adaptaciones y componentes.

Se suministrará por parte del fabricante o instalador, un software que actúe como servidor OPC para poder obtener todos los datos necesarios desde el COC.

- Este software cumplirá en cualquier caso con el estándar OPC DA 2.05. La configuración del servidor OPC se realizará de tal manera que las variables proporcionadas se ajusten a este estándar. En caso de que esto no sea posible se consultará con los responsables de LA EMPRESA para llegar a un acuerdo en los protocolos a utilizar y la forma de hacerlo.
- Es deseable que soporte además los estándares:
 - OPC DA 3.0.
 - OPC AE 1.10.
 - OPC XMLDA 1.01.
 - El servidor OPC será compatible hacia abajo dentro de cada familia del estándar, es decir que si soporta por ejemplo el estándar OPC DA 3.0, debe soportar también el estándar OPC DA 2.05.
- El fabricante o proveedor realizará la configuración de este software de tal forma que permita la recopilación de todas las variables o parámetros meteorológicos.
- El fabricante suministrará un manual de uso y en cualquier caso, toda la información necesaria para tener acceso remoto al servidor OPC en el equipo donde se haya instalado, específicamente se suministrará un manual para la correcta configuración de permisos necesarios, usuarios y COM/DCOM.
- El fabricante se encargará de la instalación y la puesta en marcha del servidor OPC. Habitualmente se instalará el servidor OPC en la UCC.
- El fabricante suministrará toda la información que atañe a la integración de los servidores OPC, y en cualquier caso:
 - Nombre completo del servidor OPC.
 - Listado completo de variables.
 - Nombre completo de las variables, tipo y grupo al que pertenecen.
 - Descripción detallada que permita establecer de forma inequívoca la relación entre la variable y el sistema físico (sensores).



Instalación eléctrica de un parque eólico de 34 MW en Puebla de Almenara

- Fondos de escala (rango) de las variables analógicas.
- Tipo de lógica empleada para las entradas digitales, se especificará si utiliza lógica directa o inversa.
- Se aclarará si las variables son de lectura, escritura o lectura/escritura.



5.- CONCLUSIONES Y POSIBLES MEJORAS

Se ha podido calcular satisfactoriamente los diferentes elementos que forman parte de la instalación: red de media tensión, comunicaciones y subestación transformadora. Por ello se considera que se han cumplido satisfactoriamente todos los objetivos planteados inicialmente.

Se han usado no sólo decisiones técnicas sino que se han añadido decisiones económicas y organizativas que, a priori, parecen razonables, pero que no se podrán estudiar hasta la fase de construcción, donde habrá que analizarlas a la vista de sus resultados y ver si son aplicables en el futuro a otras instalaciones similares.

Se han podido crear unas herramientas para la realización de los diferentes cálculos eléctricos que pueden volver a usarse en futuros proyectos, usando software diferente al habitual en la empresas (Ms Office) y sin notar pérdida de productividad (el departamento de IT está analizando una posible migración parcial):

- Para la creación de la Memoria y los Cálculos Justificativos se usó el formato .odt [OpenDocument ISO/IEC 26300:2006](#). En este caso se ha realizado sobre [LibreOffice](#) pero podría haberse usado Microsoft Office o cualquier otra suite compatible con el estándar. Me ha parecido sorprendentemente cómoda la creación de fórmulas complejas con su editor de ecuaciones y la gestión de estilos.
- Para las hojas de cálculo se ha usado el formato .ods dentro del mismo estándar ISO de antes y usando la misma suite ofimática. Al nivel usado en los cálculos aquí descritos no he echado en falta ninguna función con respecto al programa líder en el mercado (Ms Excel).
- Para realizar cálculos numéricos he usado [octave](#), un programa *Open Source* que no obstante no está recogido en ninguna ISO pero es compatible con un programa líder en el mercado como es [Matlab](#). Permite trabajar muy fácilmente con números complejos y crear archivos .m para repetir los cálculos en cualquier momento y modificarlos a gusto del usuario.
- Para los planos no ha sido posible usar un programa *Open Source* puesto que no he encontrado ninguno que permita la misma operatividad que el líder en el mercado ([AutoCAD](#)) del cual se necesita licencia y la empresa ya la poseía. En la adaptación al proyecto final de carrera se ha podido usar a nivel personal un nuevo software CAD 2D, [Draftsight](#), que es *freeware* para uso personal y compatible con Windows, OS X y Linux, dando amplias opciones al departamento IT de la empresa, sobre todo donde la licencia de AutoCAD pueda resultar un coste elevado para el uso esperado.
- Para la presentación se ha usado el formato [ISO/IEC 32000-1:2008](#) (pdf) ampliamente compatible con cualquier dispositivo.

Una mejora posible es la modificación del programa en octave/Matlab: Tiene la facilidad de ser similar a [C](#), de usarse durante los estudios y ser fácil de entender pero requiere de la instalación del entorno operativo y de modificar el código fuente en cada modificación del programa. Seguramente sería más operativo usar un entorno web para la entrada de datos de inicio y realizar el cálculo en un back-end sobre [python](#).



6.- BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- El sistema eléctrico español 2009. [Red Eléctrica de España \(REE\)](http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE.asp)
http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE.asp
- (r)Evolución Energética. Blog de energías renovables escrito por Francesc Xavier Cugat, director de la empresa alemana Relatio en España. <http://www.revolucionenergetica.info>
- Catálogo MT 2009 Prysmian Cables & Systems.
- MIE-RAT 12.
- Real Decreto 223/2008 e instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 06.
- Norma UNE-21-239-94
- Norma IEC-60909:
- Norma VDE-0102
- Schneider Electric, [Cuaderno Técnico nº 158: Cálculo de corrientes de cortocircuito](#).

Leganés, Octubre de 2014

Fdo.: Rafael Lecuona Peyrón